

Открытое акционерное
общество «Учалинские тепловые сети»

И. И. Хакимьянов

« 2019 г.



СОГЛАСОВАНО:
Администрация МР Учалинский район
Республики Башкортостан

Р. Т. Тилизетдинов

« 2019 г.



**ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА
ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. УЧАЛЫ
ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА
«УЧАЛИНСКИЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ»
на 2020-2022 годы**

г. Учалы, 2019 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ОАО «УТС»	5
1. Характеристика предприятия.....	6
1.1. Краткая характеристика г. Учалы.....	6
1.2. Описание состояния сетей и источников теплоснабжения города Учалы, обслуживаемых ОАО «Учалинские тепловые сети»	7
2. МЕРОПРИЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	10
2.1. Цели и задачи инвестиционной программы.....	10
2.2. План технических мероприятий, направленных на реализацию целей инвестиционной программы.....	10
2.3. Способы выполнения поставленных задач и варианты их решения.	11
2.4. Основные направления инвестиций и перечень проектов, входящих в состав программы..	11
2.5. Состав и структура источников финансирования инвестиционной программы.....	11
2.6. Финансовый план реализации инвестиционной программы.....	12
3. ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ	16
3.1. Перечень всех работ и затрат, связанных с выполнением условий технического задания...	16
3.2. Расчет инвестиционной составляющей к ценам (тарифам) для потребителей.....	16
3.3. Определение приоритетности каждого проекта	17
3.4. Расчет показателей экономической эффективности инвестиционной программы, сроки окупаемости вложенных средств по каждому проекту инвестиционной программы, основные выводы по оценке эффективности всей инвестиционной программы	17
3.5. Предложения по повышению эффективности инвестиционной программы по всем показателям (экономическим, финансовым, экологическим и социальным).....	20
3.6. Объем прибыли, который планируется получить в результате реализации инвестиционной программы. Оценка рисков, которые берет на себя предприятие при выполнении инвестиционной программы	21
3.7. Показатели надежности и энергетической эффективности объектов системы теплоснабжения при реализации инвестиционной программы	22
3.7.1. Термины и определения	22
3.7.2. Методика расчета надежности теплоснабжения.....	23
3.7.2.1. Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.....	23
3.7.2.2. Расчет надежности теплоснабжения для резервируемых участков тепловой сети.....	27
3.7.2.3. Оценка недоотпуска тепла потребителям.....	29
3.7.2.4. Расчет надежности для участка «ТК-216 до ТК-239а».....	30
3.8. Определение плановых и расчет фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения	31
3.9. Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	34
3.10. Определение затрат на проектные работы по переводу системы отопления на закрытую схему.....	35
3.11. Определение критериев доступности	36

Введение

Настоящая инвестиционная программа разработана в соответствии с:

- 1) Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. От 29.12.2014) «О теплоснабжении»;
- 2) Федеральным законом от 23.11.2009г. № 261-ФЗ (ред. От 29.12.2014) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты российской федерации»;
- 3) Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 (ред. От 03.12.2014) «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- 4) Постановлением Правительства РФ от 05.05.2014 г. № 410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике)»;
- 5) Приказом Минстроя России от 13.08.2014 N 459/пр «Об утверждении рекомендуемой формы инвестиционной программы организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и методических рекомендаций по ее заполнению»;
- 6) Приказом Минрегиона РФ от 15.02.2011 N 47 (с изм. От 29.06.2012) «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов и надбавок в сфере деятельности организаций коммунального комплекса»;
- 7) Распоряжением администрации муниципального района Учалинский район РБ от 27.09.2019г. №09-620 ОД «Об утверждении технического задания на разработку инвестиционной программы открытого акционерного общества «Учалинские тепловые сети» по развитию теплоснабжения на 2020-2022 гг.»;
- 8) Схемой теплоснабжения муниципального образования г. Учалы Республики Башкортостан на 2012 год и на перспективу до 2027 года, утвержденной Постановлением Администрации городского поселения г. Учалы РБ «Об утверждении схем теплоснабжения муниципального образования г. Учалы на 2012 год и на перспективу до 2027 года» от «19» августа 2013 г.. № 8-127 и размещенной на официальном сайте Администрации МР Учалинский район /www.uchaly-rb.ru.

ОАО «УТС» и администрация Муниципального района Учалинский район представляет инвестиционную программу организации, осуществляющей регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения с целью обоснования индекса максимального роста тарифов, превышающего прогнозный индекс потребительских цен, на 2020-2022 годы.

Сектор муниципального теплоснабжения в России уже продолжительное время страдает от недостаточного финансирования, и в результате наблюдается снижение уровня обслуживания, которое неизбежно будет продолжаться, если положение с финансированием не улучшится.

Имеется две возможности решения финансовых проблем ОАО «УТС»:

Мобилизовать дополнительные ресурсы из всех источников. Это предполагает рост доходов предприятий теплоснабжения в результате включения

в тариф на теплоснабжение и горячее водоснабжение инвестиционной составляющей, а также получения субсидий из бюджетов соответствующих уровней на условиях софинансирования в сочетании с возможными грантами и заимствованиями.

Содействовать более рациональному использованию ресурсов. Это предполагает оптимизацию систем теплоснабжения и горячего водоснабжения (ГВС), повышение эффективности их работы, а также использование ограниченных инвестиционных ресурсов на наиболее рентабельные и высокоэффективные инвестиционные проекты.

Инвестиционная программа направлена на определение приоритетных мероприятий, которые необходимо осуществить в первую очередь для финансового обеспечения устойчивого развития ОАО «УТС».

Инвестиционная программа включают в себя мероприятия, направленные на:

- 1) повышение надежности теплоснабжения потребителей г. Учалы;
- 2) уменьшение эксплуатационных затрат при транспортировке и распределении тепловой энергии;
- 3) уменьшение эксплуатационных затрат при производстве тепловой энергии;
- 4) энергосбережение и повышение энергетической эффективности работы оборудования;

На основе полученных результатов моделирования определяется потребность в финансировании капитальных вложений по годам реализации инвестиционной программы.

Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ОАО «УТС»

Наименование организации, в отношении которой разрабатывается инвестиционная программа в сфере теплоснабжения	Открытое акционерное общество «Учалинские тепловые сети» (ОАО «УТС»)
Местонахождение регулируемой организации	453700, Республика Башкортостан, г. Учалы, ул. Ленинского Комсомола, д.2А
Сроки реализации инвестиционной программы	2020-2022 годы
Лицо, ответственное за разработку инвестиционной программы	Главный экономист Мамлеева Л.Ф.
Контактная информация лица, ответственного за разработку инвестиционной программы	Тел.: 8 (34791) 62104 Факс 8 (34791) 62641 E-mail: uts05@mail.ru
Наименование органа исполнительной власти субъекта РФ или органа местного самоуправления, утвердившего инвестиционную программу	Министерство жилищно-коммунального хозяйства Республики Башкортостан
Местонахождение органа, утвердившего инвестиционную программу	450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ст. Халтурина, 28
Должностное лицо, утвердившее инвестиционную программу	Министр жилищно-коммунального хозяйства Республики Башкортостан Афонин С.И.
Дата утверждения инвестиционной программы	
Контактная информация лица, ответственного за утверждение инвестиционной программы	8(347) 218-00-21 Paltusov.UA@bashkortostan.ru
Наименование органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	Администрация муниципального района Учалинский район Республики Башкортостан
Местонахождение органа, согласовавшего инвестиционную программу	453700, Республика Башкортостан, г. Учалы, ул. К. Маркса, 20
Должностное лицо, согласовавшее инвестиционную программу	Глава администрации муниципального района Учалинский район Республики Башкортостан Гилязетдинов Р.Г.
Дата согласования инвестиционной программы	« » 2019г.
Контактная информация лица, ответственного за согласование инвестиционной программы	Тел.: 8 (34791) 60856 adm61@bashkortostan.ru

Директор

М.П.

И.И. Хакимьянов

1. Характеристика предприятия

1.1. Краткая характеристика г. Учалы

Город Учалы расположен на севере зауральской зоны Республики Башкортостан, в восточных отрогах хребта Урал-Тау в 10 км от одноименной железнодорожной станции и в 350 км к юго-востоку от столицы республики город Уфа. Координаты населённого пункта: 54.305431 с.ш. 59.444771 в.д

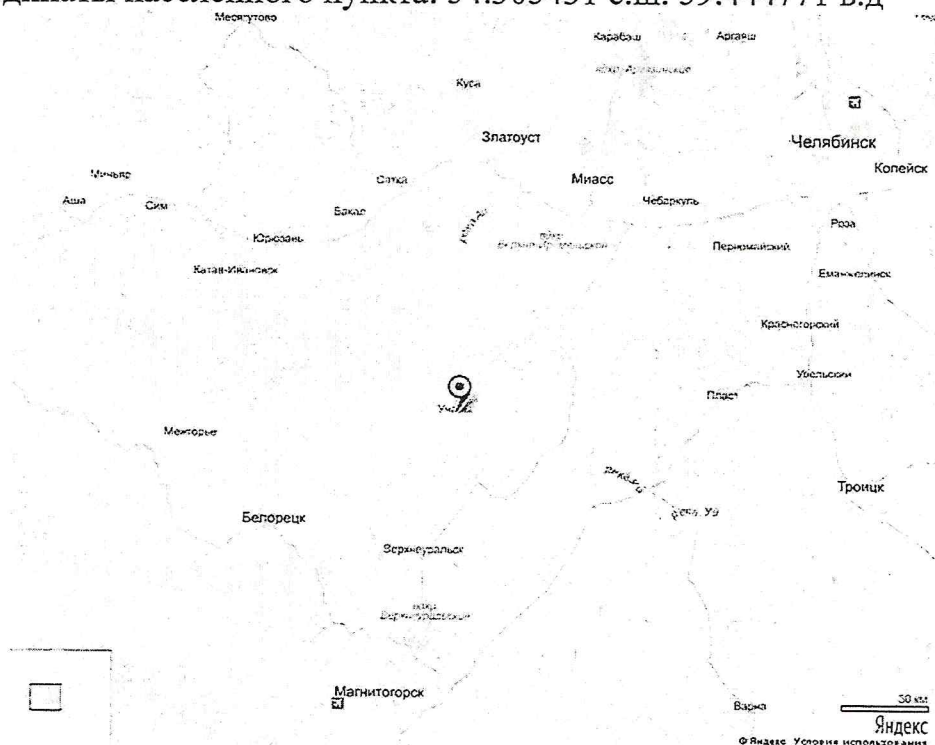


Рис. 1.1. Географическое положение г. Учалы

Источник: <http://maps.yandex.ru/>

Город образован 1 февраля 1963 года слиянием рабочих поселков Малые Учалы и Новые Учалы.

Общие данные, влияющие на разработку технологических и экономических параметров Программы:

- 1) Общая площадь (2013 г.) – 48 920 тыс. м²
- 2) Численность населения (01.01.2019 г.) – 37,710 тыс. чел. (МКД – 31,464 тыс. чел.);
- 3) Общая площадь жилищного фонда (01.01.2019 г.) – 1015,385 тыс. м² (МКД – 656,137 тыс. м²);
- 4) Введено в действие жилых домов (01.01.2019 г.) – 34,036 тыс. м² (МКД – 3,669 тыс. м²);
- 5) Характеристика системы теплоснабжения города Учалы (2019 г.):
 - удельный вес жилищного фонда (МКД), подключенного к источникам теплоснабжения – 100%;
 - число источников теплоснабжения – 7 ед.;
 - протяженность тепловых сетей – 36,016 км;
 - средний износ сетей от общей протяженности сетей – 75%;
 - отпущено тепловой энергии потребителям (2018 г.) – 225,47 тыс. Гкал.

1.2. Описание состояния сетей и источников теплоснабжения города Учалы, обслуживаемых ОАО «Учалинские тепловые сети»

Предприятие тепловых сетей было образовано 15 ноября 1978 года. Открытое Акционерное Общество «Учалинские тепловые сети» (далее по тексту – ОАО «УТС») является правопреемником ГУП «УТС» в отношении всех прав и обязанностей, зарегистрировано 21.12.05 г. Учредителем является Министерство имущественных отношений РБ. Уставный капитал общества 62355,0 тыс. руб. и состоит из обыкновенных акций 62480 шт. номинальной стоимостью 998 рублей. Предприятие имеет собственную базу по адресу: 453700, РБ, г. Учалы, ул. Ленинского Комсомола д. 2а. Она представлена ремонтными мастерскими, складом и гаражом, над которыми располагается офис и производственный службы.

Первоначальная стоимость ОС – 5559,0 тыс. руб., сумма износа – 2830,5 тыс. руб., коэффициент износа ОС – 50,9%.

Котельные и тепловые сети находятся на обслуживании в безвозмездном пользовании по договору №45 от 30.12.2005 г. с Комитетом по управлению собственностью Учалинского района и г. Учалы. На обслуживании предприятия в настоящее время находится:

1) 4 котельных:

- Районная котельная №1;
- Котельная №2 (котельная ПНД);
- Котельная №3 (котельная Торгового центра);
- Котельная № 4 (котельная мкрн. №6).

2) 36,016 км тепловых сетей;

3) имеется вспомогательное производство в составе транспортного участка и ремонтных мастерских.

Теплоснабжение потребителей г. Учалы осуществляется как централизованными источниками тепловой энергии, так и индивидуальными.

В системе централизованного теплоснабжения передачу тепловой энергии конечным потребителям осуществляет ОАО «УТС». Для этого ОАО «УТС»:

- 1) производит тепловую энергию на собственных и арендуемых теплоисточниках;
- 2) покупает тепловую энергию на границах ответственности от теплоисточников ОАО «Учалинский горно-обогатительный комбинат» (далее ОАО «УГОК»), ООО «Газпром теплоэнерго Уфа» (далее ООО «ГТЭУ») и ООО «Учалытеплосервис» (далее ООО «УчТС»).

Таким образом в городе Учалы преобладает централизованное теплоснабжение от семи котельных.

Транспортировку тепловой энергии от котельных ООО «ГТЭУ», ООО «Учалытеплосервис», ОАО «УГОК» осуществляет ОАО «УТС».

Регулирование тепловой нагрузки осуществляется качественным способом. Система горячего водоснабжения от котельных №1, ОАО «УГОК» и ООО «УчТС» - открытая, от котельных №2, №3 и ООО «ГТЭУ» - закрытая.

Зоны, не охваченные источниками централизованного теплоснабжения, имеют индивидуальное теплоснабжение.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенные между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее передача до потребителя. Технологическая схема теплоснабжения г. Учалы представлена на рис.1.2.

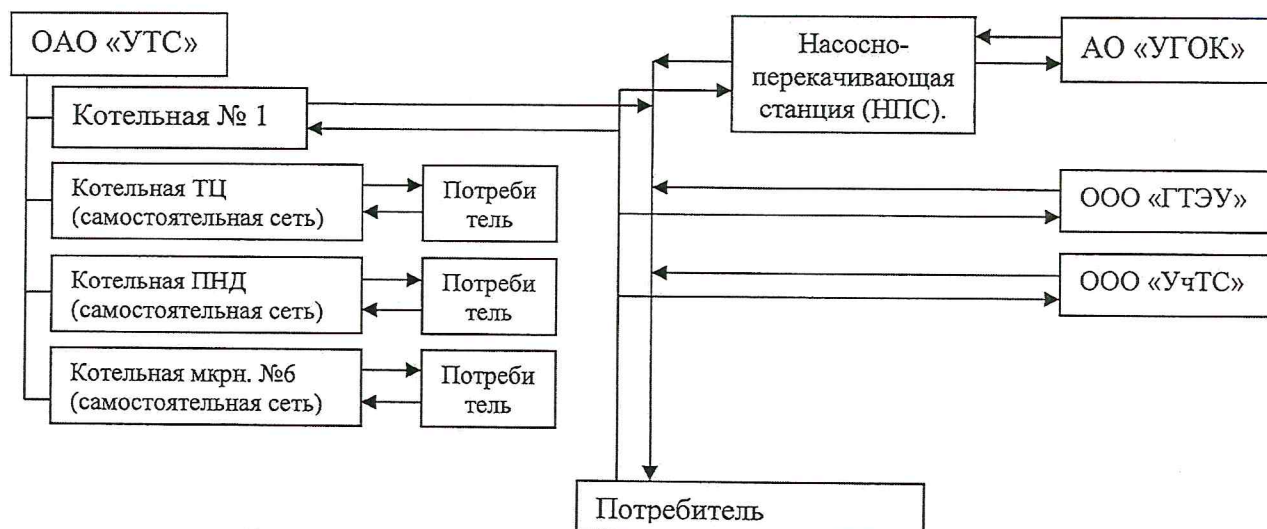


Рис. 1.2. Технологическая схема теплоснабжения

Производственно-отопительная котельная ОАО «УГОК» обеспечивает тепловой энергией ОАО «Учалинский горно-обогатительный комбинат» и потребителей города.

Котельные производят отпуск тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение по зависимой и независимой схемам. Большая часть тепловой энергии вырабатывается котельной №1 и котельной ОАО «УГОК», которые обеспечивают 35,89% и 26,39% потребности в тепловой энергии города Учалы соответственно.

Все котельные работают на газовом топливе. Резервное топливо мазут (котельные №1 и №3).

В 2020 г. планируется выработать собственными котельными, находящимися на обслуживании, 112,81 тыс. Гкал тепловой энергии, кроме этого будет куплено тепловой энергии от котельной АО «УГОК» в количестве 62,60 т. Гкал, от ООО «ГТЭУ» 34,10 т. Гкал и от ООО «УчТС» – 54,87 т. Гкал, распределение между потребителями осуществляется через ОАО «УТС».

Общая протяженность тепловых сетей составляет 36,016 км, в том числе:

- 1) 9,835 км – магистральная тепловая сеть в однострубно́м исчислении диаметром до 200мм,;
- 2) 18,301 км – магистральная тепловая сеть в однострубно́м исчислении диаметром от 200 до 400мм;
- 3) 7,88 км – магистральная тепловая сеть в однострубно́м исчислении диаметром 400мм и более.

Для поддержания оборудования в надлежащем состоянии Предприятие неоднократно изыскивало резервы для его ремонта. Так, силами Предприятия в 2012 г. проводились работы по капитальному ремонту теплотрасс на сумму 22 млн. руб. за счет средств РБ и местного бюджета, а в 2017 году проведена реконструкция существующих тепловых сетей от ТК239А до ТК-240 по ул. Горького г. Учалы, протяженностью 0,40 км, Ду 350 мм на сумму 12 млн. руб.

В настоящее время предприятие не в состоянии самостоятельно осуществить необходимый капитальный ремонт теплосетей. Это связано с ограничением регулируемых тарифов на тепловую энергию; темпами роста цен на энергоносители, оборудование и материалы, которые превышают темпы роста тарифов.

По состоянию на начало 2019 года изношенность системы теплоснабжения ОАО «УТС» составила 75%.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Цели и задачи инвестиционной программы

Инвестиционная программа ОАО «УТС» по модернизации и реконструкции объектов системы теплоснабжения на 2020-2022 гг. (далее – Инвестиционная программа) разработана в рамках перспективного развития системы теплоснабжения города Учалы на период до 2022 года.

Основными целями инвестиционной программы являются:

- 1) повышение надежности теплоснабжения потребителей г. Учалы;
- 2) уменьшение эксплуатационных затрат при транспортировке и распределении тепловой энергии;
- 3) уменьшение эксплуатационных затрат при производстве тепловой энергии;
- 4) энергосбережение и повышение энергетической эффективности работы оборудования;
- 5) определение объема финансовых потребностей, необходимых для осуществления финансирования указанных мероприятий.

Для выполнения поставленных целей необходимо решить ряд задач:

- 1) Проведение работ по:
 - строительству теплотрассы от районной котельной №1 до Насосно-перекачивающей станции (далее – НПС);
 - реконструкции подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239 (пересечение ул. Ленина-Горького);
 - модернизации котельной по проекту «Техническое перевооружение котельной системы автоматизации оборудования 2-х котлов ДЕ 25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г.Учалы» (Инвестиционная программа 2017-2019гг.).
- 2) Утверждение составляющей к тарифу для проведения мероприятий по развитию системы теплоснабжения ОАО «УТС» на период 2020-2022 гг.

2.2. План технических мероприятий, направленных на реализацию целей инвестиционной программы

В целях реализации задач, определенных инвестиционной программой, Предприятием будут проведены следующие организационные мероприятия (таблица 2.1):

Таблица 2.1. Организационные мероприятия инвестиционной программы

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения
1	Формирование Инвестиционной Программы «Развитие систем теплоснабжения» г. Учалы на 2020-2022гг.»	До 30.09.2019 года
2	Утверждение инвестиционной программы в Министерстве ЖКХ РБ	До 01.11.2019 года
3	Мониторинг организаций, оказывающих услуги по поставке материалов и инструментов для ремонта объектов теплоснабжения в целях выбора оптимального варианта направления инвестиций	До 01.12.2019 года

4	Заклучение договоров на осуществление поставок материалов и инструментов для работ по строительству, реконструкции и модернизации объектов системы теплоснабжения ОАО «УТС»	До 31.12.2019 года
5	Поэтапное выполнение работ по строительству, реконструкции и модернизации объектов системы теплоснабжения ОАО «УТС» собственными силами и с привлечением специализированных организаций.	В течение 2020-2022 годов
6	Осуществление контроля выполнения работ по строительству, реконструкции и модернизации объектов системы теплоснабжения ОАО «УТС» привлеченными специализированными организациями	В течение 2020-2022 годов

2.3. Способы выполнения поставленных задач и варианты их решения.

Для решения поставленных задач проводится мониторинг организаций, специализирующихся на поставках необходимых материалов и оборудования. На основании запроса цен предприятие отбирает наиболее оптимальные варианты по предлагаемой стоимости услуг и оборудования, а также сроков поставок работ и гарантии их качества для выполнения намеченных мероприятий Инвестиционной программы.

2.4. Основные направления инвестиций и перечень проектов, входящих в состав программы

Инвестиции, полученные Обществом в виде составляющей к тарифу на теплоснабжение, будут направлены на мероприятия по:

- строительству теплотрассы от районной котельной №1 до НПС;
- реконструкции подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239;
- модернизации котельной по проекту «Техническое перевооружение котельной системы автоматизации оборудования 2-х котлов ДЕ 25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г.Учалы».

2.5. Состав и структура источников финансирования инвестиционной программы

Источником финансирования Программы являются собственные средства, полученные от инвестиционной составляющей в тарифе на производство и передачу тепловой энергии, утвержденном Предприятию.

Таблица 2.2. Возможные источники финансирования (тыс. руб.), без НДС

Источники	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого
Прибыль (за счет надбавки к тарифу)	тыс. руб.	9 462,07	12 989,59	13 820,01	36 271,67
Итого денежных средств	тыс. руб.	9 462,07	12 989,59	13 820,01	36 271,67

Привлечение заемных средств невозможно, так как у предприятия отсутствуют денежные средства на покрытие заемных средств и процентов по ним.

Исходя из таблицы видно, что финансирование Инвестиционной программы планируется за счет собственных средств организации, полученных от применения установленной инвестиционной составляющей к тарифу на финансирование на реализацию мероприятия данной Инвестиционной программы.

2.6. Финансовый план реализации инвестиционной программы

При детальной проработке проблем теплоснабжения населения г. Учалы качественной тепловой энергией установлено, что существующие сооружения и оборудование имеют значительный износ, нормативные ресурсы надежности оборудования и строительных конструкций существенно снижаются без направления средств на их содержание, ремонт и модернизацию.

Строительство новой теплотрассы от Районной котельной № 1 до Насосно-перекачивающей станции по ул. Л. Комсомола г. Учалы позволит перераспределить тепловую энергию от ОАО «УГОК», на котельную № 1 и котельную ОАО «УчТС». В будущем это позволит отказаться от поставок тепловой энергии от ОАО «УГОК», что значительно снизит расходы на покупную энергию (ориентировочно на 10-12%)

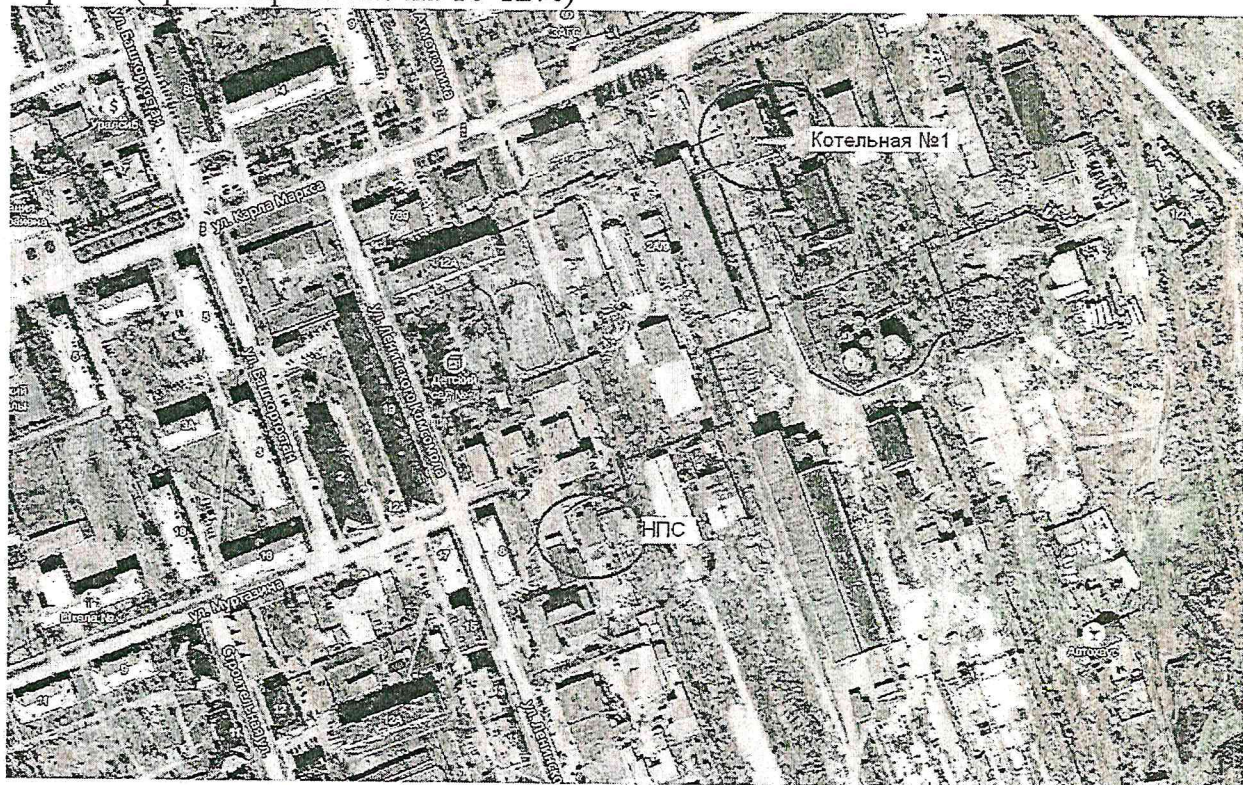


Рис. 2.1. Строительство участка теплотрассы от РК №1 до НПС

Комплект автоматики в котельной № 1 введен в эксплуатацию в 1986 году. За период использования до 2019 года производились периодический ремонт и наладка. Однако на сегодняшний день оборудование устарело и не соответствует

современным требованиям по безопасной эксплуатации котельного оборудования.

Новая система автоматизации позволит осуществлять следующие мероприятия в автоматическом режиме:

6. Защита котла, обеспечивающая отсечку топлива при исчезновении напряжения питания и при отклонении технологических параметров от нормы:

- при погасании факела горелки;
- при повышении или понижении давления топлива перед горелкой;
- при повышении или понижении давления топлива после основного запорного органа;
- при повышении давления пара в барабане котла;
- при повышении или понижении уровня в барабане котла;
- при понижении разрежения в топке;
- при понижении давления воздуха;
- при отключении электродвигателей дымососа или вентилятора.

2. Аварийная световая и звуковая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы и запоминание первопричины аварии;

3. Проверка герметичности газовых клапанов, розжиг котла в автоматическом режиме;

4. Автоматическое регулирование уровня воды в барабане;

5. Автоматическое регулирование разрежения в топке котла, соотношения «топливо-воздух» с помощью МЭО дымососа и вентилятора;

6. Контроль и регистрация следующих параметров:

- 1) уровень воды в барабане котла,
- 2) давление пара в барабане котла,

7. Контроль по месту давления топлива и воздуха перед горелкой, давления пара в барабане котла, разрежения в топке и питательной воды до и после экономайзера.

Реализация данного мероприятия предусматривалась в инвестиционной программе на 2017-2019гг., но так как проектные работы находятся на рассмотрении в ГАО «Управление государственной экспертизы» вышеуказанные работы включены в Инвестиционную программу на 2020-2022гг.

Реконструкция теплотрассы по ул. Горького с пересечением его по через ул. Ленина позволит в дальнейшем обеспечить безопасность работы, а также дополнительно закольцевать мкрн. № 5 от котельной ООО «УЧТС»

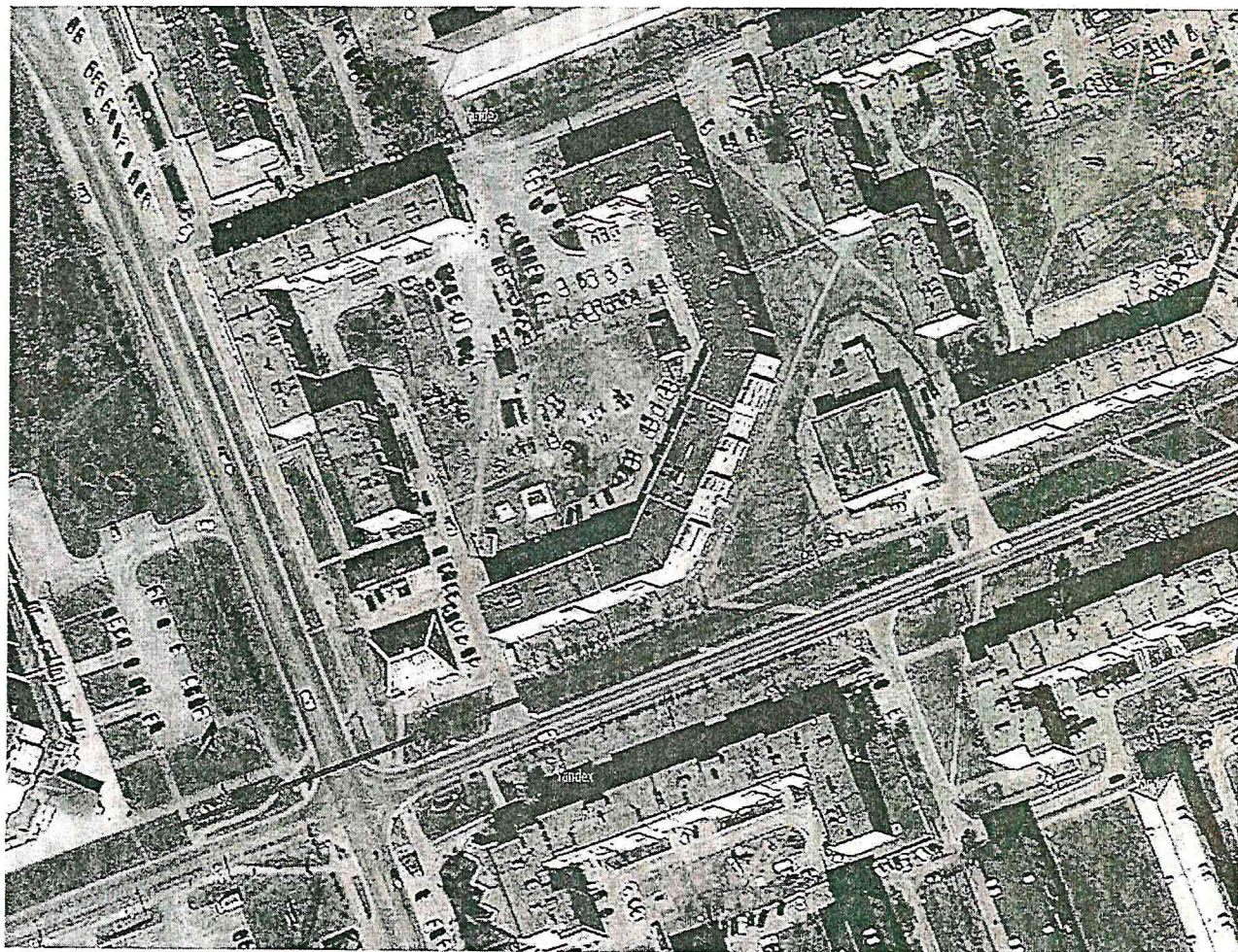


Рис. 2.2. Реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239 (пересечение ул. Ленина-Горького)

Финансовый план инвестиционной программы по развитию систем коммунальной инфраструктуры города Учалы на 2020-2022 гг. в части услуг теплоснабжения составлен в соответствии с разработанным организационным планом по реализации мероприятий, предусмотренных настоящей программой.

В стоимость затрат на реализацию инвестиционной программы включаются следующие расходы:

- 1) стоимость проектно-изыскательских работ,
- 2) стоимость материалов и оборудования;
- 3) стоимость строительно-монтажных работ и работ по замене оборудования с улучшением технико-экономических характеристик;
- 4) стоимость пуско-наладочных работ;
- 5) стоимость проведения регистрации объектов;
- 6) расходы, не относимые на стоимость основных средств (стоимость аренды земли на срок строительства и т.п.).

Объем финансирования мероприятий определен в фактических ценах 2019г., сложившихся на территории города Учалы, с учетом индексов-дефляторов на регулируемый период.

Согласно локальным сметным расчетам (Приложение 4), выполненные Предприятием, стоимость строительства, реконструкции, модернизации объектов

теплового хозяйства за период с 2020 по 2022 годы составит 36 271,67 тыс. руб. (без НДС), в т.ч.:

1 этап – 2020 год – 9462,07 тыс. руб.;

2 этап – 2021 год – 12 989,59 тыс. руб.;

3 этап – 2022 год – 13 820,01 тыс. руб.

Финансирование осуществляется за счет инвестиционной составляющей к тарифу.

На 3-м этапе реализации инвестиционной программы предусматривается возврат денежных средств, привлекаемых на 1м и 2-м этапе реализации инвестиционной программы.

В финансовом плане определены размеры денежных средств, направленные на реализацию Инвестиционного проекта в соответствии с графиком работ, предложенном в таблице 2.1.

3. ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

3.1. Перечень всех работ и затрат, связанных с выполнением условий технического задания

Для выполнения мероприятий по развитию системы теплоснабжения ОАО «УТС» необходимо осуществить следующие виды работ на общую сумму 36 271,67 тыс. руб. (без НДС):

- строительство теплотрассы от районной котельной №1 до НПС;
- реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239;
- модернизация котельной по проекту «Техническое перевооружение котельной системы автоматизации оборудования 2-х котлов ДЕ 25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г.Учалы» .

3.2. Расчет инвестиционной составляющей к ценам (тарифам) для потребителей

Обеспечение финансовых потребностей для выполнения мероприятий Инвестиционной программы предусмотрено за счет реализации услуг по теплоснабжению, в части планируемой инвестиционной составляющей к тарифу.

Объем финансирования за счет инвестиционной составляющей к тарифу – 36 271,67 тыс. руб.

Для обеспечения финансирования реализации инвестиционной программы ОАО «УТС» по развитию системы теплоснабжения на 2020-2022 гг. необходимо установить инвестиционную составляющую к тарифу на теплоснабжение на регулируемый период 2020-2022 гг.

Расчет размера составляющей к тарифу на теплоснабжение на регулируемый период 2020-2022 гг. приведен в следующей таблице (Приложение 2).

Таблица 3.1. Расчет размера составляющей к тарифу на теплоснабжение (без НДС)

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Прибыль	тыс. руб.	15 954,53	14 493,08	16 802,30
	1 полугодие	тыс. руб.	19 243,50	12 665,56	16 320,59
	2 полугодие	тыс. руб.	12 655,56	16 320,59	17 284,01
2	Финансовая потребность на реализацию инвестиционной программы	тыс. руб.	14 352,79	11 225,83	13 404,80
	1 полугодие	тыс. руб.	19 243,50	9 462,07	12 989,59
	2 полугодие	тыс. руб.	9 462,07	12 989,59	13 820,01
3	Объем потребления тепловой энергии	тыс. Гкал.	229,20	229,20	229,20
4	Тариф на теплоснабжение (прогноз)	руб. /Гкал	1 570,71	1 664,23	1 751,35
	1 полугодие	руб. /Гкал	1 527,67	1 613,74	1 714,72
	2 полугодие	руб. /Гкал	1 613,74	1 714,72	1 787,97
5	Размер надбавки к тарифу на теплоснабжение	руб. /Гкал	62,70	48,98	58,49
	1 полугодие	руб. /Гкал	84,11	41,28	56,67
	2 полугодие	руб. /Гкал	41,28	56,67	60,30
6	Инвестиционная надбавка	%	3,99	2,94	3,34
	1 полугодие	%	5,51	2,56	3,31
	2 полугодие	%	2,56	3,31	3,37

3.3. Определение приоритетности каждого проекта

В Инвестиционной программе проведение мероприятий по модернизации систем теплоснабжения ОАО «УТС», таких как:

- строительство теплотрассы от районной котельной №1 до НПС;
- реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239;
- модернизация котельной по проекту «Техническое перевооружение котельной системы автоматизации оборудования 2-х котлов ДЕ 25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г.Учалы» .

планируется проводить последовательно, так как мероприятия определены предприятием как наиболее приоритетные для дальнейшего осуществления деятельности по обеспечению потребителей услугами теплоснабжения.

3.4. Расчет показателей экономической эффективности инвестиционной программы, сроки окупаемости вложенных средств по каждому проекту инвестиционной программы, основные выводы по оценке эффективности всей инвестиционной программы

Развитие инженерной инфраструктуры в рамках реализации Инвестиционной программы обеспечивается исходя из соблюдения условия безубыточности: сумма затрат на выполнение мероприятий Инвестиционной программы равна сумме доходов с учетом налога на прибыль, то есть подразумевается полное возмещение затрат, связанных с реализацией Инвестиционной программы.

Планируемые на период 2020-2022 гг. натуральные показатели деятельности Предприятия по теплоснабжению представлены в следующей таблице:

Таблица 3.2. Планируемые натуральные показатели деятельности ОАО «УТС» на период 2020-2022 гг.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Выработка тепловой энергии, в т.ч.	Гкал	112,81	112,81	112,81
2	Расход теплоэнергии на собственные нужды	Гкал	9,71	9,71	9,71
3	Отпуск тепловой энергии в сеть, в т.ч.	Гкал	103,10	103,10	103,10
4	Получение тепловой энергии в т.ч. от :	Гкал	151,57	151,57	151,57
4.1	от АО «УГОК»	Гкал	62,60	62,60	62,60
4.2	от ООО «Газпром теплоэнерго Уфа»	Гкал	34,10	34,10	34,10
4.3	от ООО «Учалытеплосервис»	Гкал	54,87	54,87	54,87
5	Отпуск теплоэнергии в сеть	Гкал	254,67	254,67	254,67
6	Потери теплоэнергии в сети, всего	Гкал	25,47	25,47	25,47
7	Полезный отпуск теплоэнергии потребителям	Гкал	229,20	229,20	229,20

Показателями производственной эффективности в рамках данной инвестиционной программы являются снижение объемов потерь, экономия

материальных и трудовых ресурсов, энергосбережение, усовершенствование технологии, улучшение качества предоставляемых услуг, внедрение современных технологий.

В качестве социального показателя эффективности инвестиционной программы можно принять увеличение отпуска тепловой энергии потребителям, а значит возможность присоединения новых объектов теплоснабжения.

Расчет бюджетной эффективности Инвестиционной программы в части услуг теплоснабжения представлен в таблице.

Таблица 3.3. Бюджетная эффективность (без НДС)

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	Полезный отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	229,20	229,20	229,20
2	Тариф ожидаемый (1 полугодие)	Руб./Гкал	1 527,67	1 613,74	1 714,72
	Тариф ожидаемый (2 полугодие)	Руб./Гкал	1 613,74	1 714,72	1 787,97
3	Объем выручки	Тыс. руб.	365 329,64	383 946,16	401 422,03
	1 полугодие	Тыс. руб.	355 794,32	374 864,96	393 027,35
	2 полугодие	Тыс. руб.	374 864,96	393 027,35	409 816,71
4	Корректировка НВВ	Тыс. руб.	-2 492,31	-2 492,31	0,00
	1 полугодие	Тыс. руб.	0,00	-4 984,61	0,00
	2 полугодие	Тыс. руб.	-4 984,61	0,00	0,00
5	Себестоимость продукции	Тыс. руб.	349 357,83	369 453,08	384 619,73
	1 полугодие	Тыс. руб.	336 516,26	362 199,41	376 706,76
	2 полугодие	Тыс. руб.	362 199,41	376 706,76	392 532,70
6	Валовая прибыль с учетом коррект.	Тыс. руб.	13 462,22	12 000,77	16 802,30
	1 полугодие	Тыс. руб.	19 243,50	7 680,95	16 320,59
	2 полугодие	Тыс. руб.	7 680,95	16 320,59	17 284,01
7	Налог на прибыль	Тыс. руб.	2 692,44	2 400,15	3 360,46
	1 полугодие	Тыс. руб.	3 848,70	1 536,19	3 264,12
	2 полугодие	Тыс. руб.	1 536,19	3 264,12	3 456,80
8	Прибыль после налогообложения	Тыс. руб.	10 769,78	9 600,62	13 441,84
	1 полугодие	Тыс. руб.	15 394,80	6 144,76	13 056,48
	2 полугодие	Тыс. руб.	6 144,76	13 056,48	13 827,21

Бюджетная эффективность определяется как налоговый поток от реализации мероприятий программы и составит за три года реализации программы: 2020 г. – 2 692,44 тыс. руб., 2021 г. – 2 400,15 тыс. руб., 2022 г. – 3 360,46 тыс. руб. налога на прибыль.

Работы по развитию объектов системы теплоснабжения соотносятся ко всему объему теплоснабжения за период 2020-2022 гг., в том числе и на собственные производственные нужды Предприятия.

В качестве основных показателей экономической эффективности определены чистый дисконтированный доход, срок окупаемости проекта, индекс доходности инвестиций и показатель рентабельности. Для расчета экономической эффективности Инвестиционной программы приняты следующие допущения:

Коэффициент дисконтирования – 7% в год;

Инфляция (темпы роста тарифов на тепло) – 5,2% ежегодно.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (ИДИ):

$$\text{ИДИ} = \frac{40699,86}{36271,67} = 1,122$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД):

В данном проекте предусмотрена норма дисконта – 7%.

Таблица 3.4. Расчет ЧДД (тыс. руб.) (без НДС)

	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого
К диск.	Ед.	0,990	0,990	0,980	-
Чистая прибыль	тыс. руб.	7 680,95	16 320,59	17 284,01	41 285,55
ЧДД	тыс. руб.	7 604,14	16 157,39	16 938,33	40 699,86

ЧДД = 40699,86 руб.

Ее значение находят из следующего уравнения:

$$\text{NPV}_{\text{IRR}} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{CF}_t}{(1 + \text{IRR})^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1 + \text{IRR})^t} = 0 \quad (3.1)$$

NPV(IRR) – чистая текущая стоимость, рассчитанная по ставке IRR,

CF_t – приток денежных средств в период t;

I_t – сумма инвестиций (затраты) в t-ом периоде;

n – суммарное число периодов (интервалов, шагов) t = 0, 1, 2, ..., n.

Внутренняя норма рентабельности (доходности) инвестиций (ВНД):

Рассчитаем для барьерной ставки равной r_a = 5,2% (без НДС)

$$\text{PV}_1 = \frac{7604,14}{(1 + 0,052)^1} = 7228,27 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{PV}_2 = \frac{16157,39}{(1 + 0,052)^2} = 14599,56 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{PV}_3 = \frac{16938,33}{(1 + 0,052)^3} = 14548,67 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{NPV}_{\text{IRR } 5,2\%} = 7228,27 + 14599,56 + 14548,67 - 36271,67 = 104,83 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем для барьерной ставки равной r_b = 7,0% (без НДС)

$$\text{PV}_1 = \frac{7604,14}{(1 + 0,07)^1} = 7106,67 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{PV}_2 = \frac{16157,39}{(1 + 0,07)^2} = 14112,49 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{PV}_3 = \frac{16938,33}{(1 + 0,07)^3} = 13826,72 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{NPV}_{\text{IRR } 7\%} = 7106,67 + 14112,49 + 13826,72 - 36271,67 = -1225,79 \text{ тыс. руб.}$$

Делаем предположение, что на участке от точки А до точки Б функция NPV® прямолинейна, и используем формулу для аппроксимации на участке прямой:

$$IRR = r_a + (r_b - r_a) * \frac{NPV_a}{(NPV_a - NPV_b)} \quad (3.2)$$

$$IRR = 5,2 + (7,0 - 5,2) * \frac{104,83}{(104,83 - (-1225,79))} = 5,34\%$$

Формула справедлива, если выполняются условия $r_a < IRR < r_b$ и $NPV_a > 0 > NPV_b$

Ожидаемый объем реализации услуг теплоснабжения к 2022 гг. по предварительным расчетам составит 229,20 тыс. Гкал. Уменьшение тепловых потерь при выполнении мероприятий программы составит в среднем около 539 Гкал в год, по газу 2% (ориентировочно 250 тыс. м³) в год.

При установлении и росте тарифа в размере, предусмотренном прогнозом социально-экономического развития, окупаемость мероприятий программы составит с учетом дисконтирования 0,70 года или 8,4 месяца, без учета дисконтирования – 0,28 года или 3,36 месяца.

Данный расчет не в полной мере отражает реальный срок окупаемости инвестиций.

Для того чтобы более точно вывести окупаемость произведем расчет используя годовую экономию от снижения себестоимости продукции:

$$T_d = \frac{K}{Э_r}$$

где

К – общая сумма капитальных вложений, тыс. руб.;

ЭГ – годовая экономия от снижения себестоимости продукции, тыс. руб.

Сумма экономии по годам инвестиционной программы оставит в 2021 г – 375,02 тыс. руб.

в 2022 году 1 093,59 тыс. руб.

Допуская, что уровень экономии в перспективе останется неизменным и принимая базовый год 2022, срок окупаемости составит:

$$T_d = \frac{36\,271,67}{1\,093,59} = 33,17 \text{ года}$$

Общий срок окупаемости составит 33,09 года или 33 года 10 месяцев.

3.5. Предложения по повышению эффективности инвестиционной программы по всем показателям (экономическим, финансовым, экологическим и социальным)

При разработке Инвестиционной программы выполнен расчет изменения уровня действующих тарифов на теплоснабжение в результате включения в них средств на реализацию Инвестиционной программы и дана оценка социально-экономического влияния на стоимость услуги теплоснабжения.

Для реализации Инвестиционной программы важную роль играет использование следующих нормативов:

- 1) цены;
- 2) инфляции;
- 3) налогов.

Инвестиционной программой предусмотрено изменение действующих цен (тарифов) на услуги теплоснабжения с учетом индексов-дефляторов.

Максимальное увеличение тарифов за счет инвестиционной составляющей до 1 818,08 руб. за 1 Гкал по теплоснабжению к 2022 г., рост 3,32% по отношению к тарифу без учета инвестиционной составляющей, что позволяет сохранить основной критерий – доступность услуг теплоснабжения для населения.

3.6. Объем прибыли, который планируется получить в результате реализации инвестиционной программы. Оценка рисков, которые берет на себя предприятие при выполнении инвестиционной программы

Объем прибыли, получаемый при реализации инвестиционной программы 41 285,55 тыс. руб. за 2020-2022 гг. Чистый дисконтированный доход за 2020-2022 гг. составит 40 699,86 тыс. руб. (Таблица 3.4).

Реализация инвестиционной программы сопряжена с рядом потенциальных рисков.

Обстоятельства, обуславливающие возникновение рисков:

- 1) Превышение фактической стоимости мероприятий Программы над плановой.
Причины:

- изменения в законодательстве Российской Федерации;
- фактический уровень инфляции, превышающий уровень инфляции, учтенный при планировании программы;
- иные изменения, влияющие на стоимость реализации Программы.

- 2) Дефицит финансовых средств при реализации мероприятий Программы.
Причины:

- временные разрывы между периодом поступления денежных средств от реализации услуг со сроками финансирования Проектов (превышающие запланированные);
- возможная некорректность прогнозирования стоимости работ для реализации Программы;
- Отсутствие средств в бюджете.

- 3) Несвоевременность реализации мероприятий по реконструкции объектов в рамках выполнения Программы по причине несвоевременного выполнения работ различными подрядными организациями.

Из трех вышеперечисленных факторов риска наиболее реальным представляется недостаточное финансовое обеспечение. Именно недостаточное или несвоевременное финансирование содержит угрозу срыва Инвестиционной программы.

Все выше перечисленное может привести к необходимости привлечения заемных средств, что приведет к значительному удорожанию стоимости отдельных Проектов инвестиционной программы.

Возмещение данных расходов лишь за счет доходов Предприятия от других видов деятельности, невозможно.

3.7. Показатели надежности и энергетической эффективности объектов системы теплоснабжения при реализации инвестиционной программы

3.7.1. Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

1) *Надежность* – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

2) *Безотказность* – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

3) *Долговечность* – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

4) *Ремонтпригодность* – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

5) *Исправное состояние* – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

6) *Неисправное состояние* – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

7) *Работоспособное состояние* – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

8) *Неработоспособное состояние* – состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

9) *Предельное состояние* – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

10) *Критерий предельного состояния* – признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

11) *Дефект* – по ГОСТ 15467;

12) *Повреждение* – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

13) *Отказ* – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

14) *Критерий отказа* – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети – событие, приводящее к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);
- отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СниП 41-02-2003. Тепловые сети).

3.7.2. Методика расчета надежности теплоснабжения

3.7.2.1. Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

В соответствии со СниП 41-02-2003 расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «6.28») для:

- 1) источника теплоты $P_{\text{ит}} = 0,97$;
- 2) тепловых сетей $P_{\text{тс}} = 0,9$;
- 3) потребителя теплоты $P_{\text{пт}} = 0,99$;
- 4) СЦТ в целом $P_{\text{сцт}} = 0,9 - 0,97 - 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

- 1) Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.
- 2) На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.
- 3) Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4) На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- λ_0 – средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;
- Частота (интенсивность) отказов¹ каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_1 , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов², при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} * e^{-\lambda_2 L_2 t} * \dots * e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t * \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{\lambda_c t} \quad (3.3)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_1 – протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda t = \lambda_0 * 0,1 \tau^{\alpha-1} \quad (3.4)$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

¹ В соответствии с ГОСТ 27.002-89

² Надежность и эффективность в технике. Справочник, том 2. Москва, Из-во «Машиностроение», 1989

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda t = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_0 – это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 * e^{\tau/20} & \text{при } \tau > 17 \end{cases} \quad (3.5)$$

На рис. 3.1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- 1) она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- 2) в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

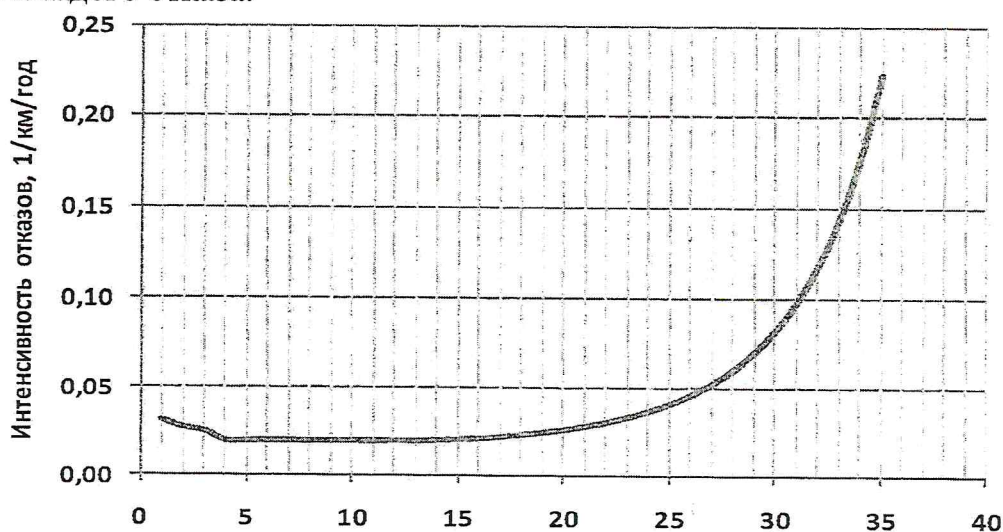


Рис. 3.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНИП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СНИП

41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_B = t_H + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_B - t_H - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)} \quad (3.6.)$$

где t_B – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

z – время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

t'_B – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_H – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);

β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_0}{q_0 V} = 0$ имеет следующий вид

$$z = \beta * \ln \frac{t_B - t_H}{t_{B,a} - t_H} \quad (3.7)$$

$t_{B,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий);

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города Уфа (см. таблицу 3.5.) при коэффициенте аккумуляции жилого здания $p = 40$ часов.

Таблица 3.6. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура н.в., °С	Повторяемость температур н.в., ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до 12 °С, ч
-50,0	0	4,9
-47,5	0	5,0
-42,5	0	5,5
-37,5	5	6,0
-32,5	33	6,6
-27,5	116	7,4
-22,5	265	8,3
-17,5	529	9,6
-12,5	770	11,3
-7,5	948	13,8
-2,5	961	17,6
2,5	799	24,4
7,5	638	40,9

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени

восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

8. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные,³ указанные в таблице 3.6.

Таблица 3.7. Зависимость продолжительности времени устранения аварии от диаметра трубопровода

Диаметр труб d, м	80	100	125	150	175	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000
Среднее время восстановления z_p , ч	9,5	10,0	10,8	11,3	11,9	12,5	13,8	15,0	16,3	17,5	20,0	22,5	25,0	28,3	35,0

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по уравнению 3.7 вычисляется время ликвидации повреждения на z -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 3.6 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляется поток отказов (см. уравнение 2.6.) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) * \frac{\tau_j}{\tau_{on}} \quad (3.8)$$

$$\bar{\omega} = \lambda_i L_i * \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j} \quad (3.9)$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (3.10)$$

3.7.2.2. Расчет надежности теплоснабжения для резервируемых участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием – приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

³ Водяные тепловые сети. Справочное пособие. И.В. Беляйкина и др., Москва, «Энергоатомиздат», 1988

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 3.8.2.1. По результатам расчетов определяются:

- вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n p_i (3.11)$$

- вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n p_i (3.12)$$

- параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{\omega} = \lambda_i L_i * \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j} (3.13)$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{бр. ej} = \frac{1}{\omega_{ej}} (3.14)$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{бр.еj} = \frac{q_{ej}}{\bar{\omega}_{ej}} (3.15)$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} * \bar{T}_{вс,еj} (3.16)$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных: - вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$p_{ek} = 1 - \prod_{i=1}^m q_{ei} (3.17)$$

- вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

$$q_{ek} = \prod_{i=1}^m q_{ei} (3.18)$$

- параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} (3.19)$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$T_{бр.ек} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]^{-1} (3.20)$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k -того пути

$$T_{вр.ек} = \frac{\prod_{j=1}^{m-1} \omega_{ej} \bar{T}_{ej}}{\left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]} (3.21)$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

3.7.2.3. Оценка недоотпуска тепла потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{пр} * T_{он} * q_{mn}, \text{ Гкал} (3.22)$$

Где $\bar{Q}_{пр}$ – среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;
 $T_{оп}$ – продолжительность отопительного периода, час;
 $q_{мп}$ – вероятность отказа теплопровода.

3.7.2.4. Расчет надежности для участка «ТК216-ТК239а»

Данный участок начинается от камеры ТК216 и заканчивается камерой ТК239а

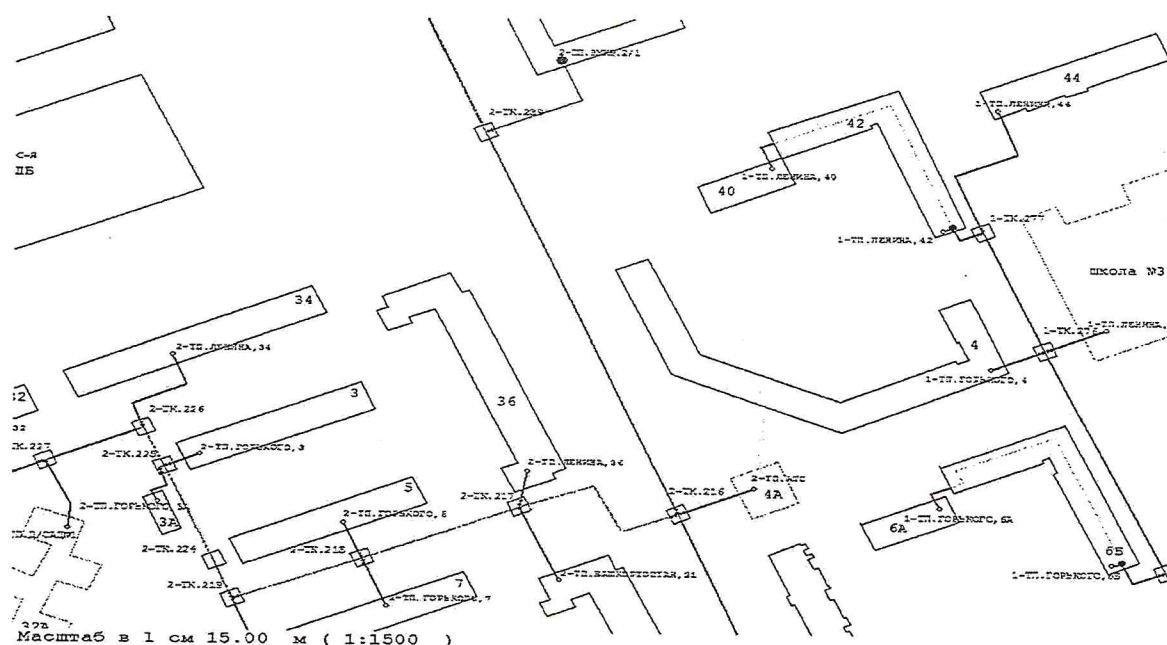


Рис. 3.2. Трассировка участка «ТК216-ТК239» (отмечено красным).

В таблице 3.7 приведены данные расчета вероятности безотказной работы (далее ВБР) теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

Таблица 3.8. Результаты расчета ВБР участка «ТК216-ТК239»

Наименование	Показатель
Начальная камера участка	ТК-216
Конечная камера участка	ТК-239
Диаметр трубопровода на участке, м	0,35
Длина трубопровода на участке, км	0,181
Год прокладки трубопровода	1987
Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	25
Частота (интенсивность) отказа участка, 1/ч	0,0000021
Среднее время восстановления участка, час.	16,30
Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	0,0000006
Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	0,0000006
Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	0,9999994

На рис.3.3-3.4 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав теплопровода, которые формируют данные о ВБР.

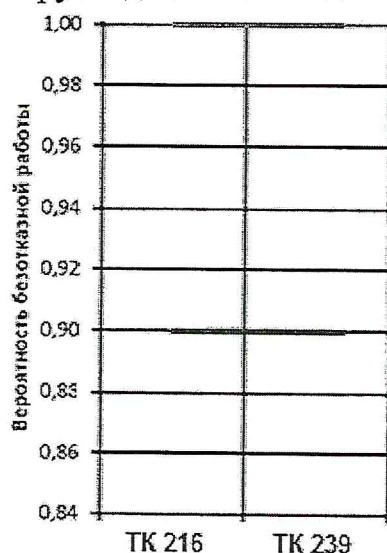


Рис. 3.3. ВБР относительно тепловых камер участка «ТК216-ТК239»

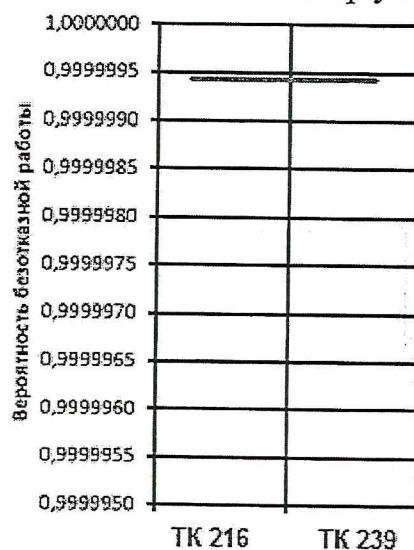


Рис. 3.4. ВБР относительно тепловых камер участка «ТК216-ТК239» (в укрупненном масштабе)

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей по пути теплоносителя, присоединенных к тепловым камерам на участке «ТК140-ТК142а» не ниже нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_i \geq 0,9$). Тем самым, обеспечивается надежная передача теплоносителя потребителям участка данной магистрали.

3.8. Определение плановых и расчет фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Расчет произведен в соответствии с постановлением Правительства РФ от 16.05.2015 г № 452.

Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации ($P_{\text{п сети от } t_n}$), рассчитываются по формуле:

$$P_{\text{п сети от } t_n} = \frac{N_{\text{п сети от } t_{0-1}}}{L_{t_{0-1}}} * \frac{L_{t_n} - \sum L_{\text{зам } t_n}}{L_{t_n}} = 0 * 0,95 = 0$$

где: $N_{\text{п сети от } t_{0-1}}$ - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

t_0 - 1-й год реализации инвестиционной программы;

t_n - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

L - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

$\sum L_{\text{зам } t_n}$ - суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

L_{t_n} - общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

t_{0-1} - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности ($P_{\text{п ист от } t_n}$), рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{п ист от } t_n} = \frac{N_{\text{п ист от } t_{0-1}}}{M_{t_{0-1}}} * \frac{M_{t_n} - \sum M_{\text{зам } t_n}}{M_{t_n}} = \frac{0}{41,169} * \frac{41,169 - 0}{41,169} = 0 * 1 = 0$$

где: $N_{\text{п ист от } t_{0-1}}$ - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

t_0 - первый год реализации инвестиционной программы;

$\sum M_{\text{зам } t_n}$ - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;

M - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

M_{t_n} - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;

t_n - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

t_{0-1} - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации ($R_{\text{п сети от}}$), рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{п сети от}} = \frac{N_{\text{п сети от}}}{L} = \frac{0}{36,016} = 0$$

где: $N_{\text{п сети от}}$ – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

L – суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{п ист от}} = \frac{N_{\text{п ист от}}}{M} = \frac{0}{41,169} = 0$$

где: $N_{\text{п ист от}}$ – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии. В случае если у организации установлены приборы учета на источниках тепловой энергии, при определении фактического количества прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя используются данные таких приборов учета.

В случае если в разных точках одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

M – суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

36. Фактическое значение показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, установленным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя величины технологических потерь при передаче тепловой энергии (Гкал/год), теплоносителя (тонн/год) по тепловым

сетям рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети ($P_{\text{тп}}$), рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{тп}} = \frac{Q_{\text{техн.пот}}}{M_{\text{пкв}}} = \frac{11346,9 \text{ Гкал}}{6409,369 \text{ м}^2} = 1,77$$

где: $Q_{\text{техн.пот}}$ – величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Гкал, тонн;

$M_{\text{пкв}}$ – материальная характеристика тепловой сети (по видам теплоносителя – пар, конденсат, вода), определенная значением суммы произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети (метров) на длину этих участков (метров). Материальная характеристика тепловой сети (квадратных метров) включает материальную характеристику всех участков тепловой сети.

3.9. Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих основных результатов:

1. Технологические результаты:

- достижение безаварийного теплоснабжения потребителей;
- снижение уровня потерь в сетях теплоснабжения на 1%;
- снижение нагрузки на работу технологического оборудования.

2. Экономические результаты:

- снижение эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии на 2%;
- снижение эксплуатационных затрат на распределение тепловой энергии на 5%.

3. Социальные результаты:

- повышение качества условий проживания и коммунального обслуживания в части теплоснабжения населения и организаций в городе Учалы;
- сдерживание роста тарифов для населения и организаций за счет реконструкции и модернизации системы теплоснабжения.

Реализация Программы также обеспечивает высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат на оплату энергетических ресурсов.

Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации мероприятий Программы в стоимостном выражении составит 2 449,22 тыс. рублей (в ожидаемых прогнозных ценах 2022 года).

Экономия достигается по следующим направлениям программы:

- строительство надземной сети теплоснабжения от районной котельной №1 до НПС в г.Учалы
- автоматизации оборудования котлов ДКВр-20-13ГМ – 1 шт. и ДЕ 25-14 – 2шт. в котельной № 1 (Инвестиционная программа 2017-2019гг.);
- реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-216 до ТК-239А (пересечение ул. Ленина-Горького)

Суммарная экономия энергетических ресурсов в сопоставимых условиях к 2022 г. составит:

- 1) топлива, тепловой энергии – 384 760 т.у.т.;
- 2) электроэнергии – 10 449 кВт.ч.;
- 3) теплоносителя – 14 тыс. м³.

План-график достижения ожидаемых результатов реализации программы представлен ниже в таблице 3.5:

Таблица 3.9. План-график достижения ожидаемых результатов

№ п/п	Ожидаемый результат	2020	2021	2022
1	Снижение удельных показателей потребления энергетических ресурсов по отношению к 2019 г.:			
	- электрической энергии, кВтч/Гкал,	2,07	2	1,97
	- природного газа на произведенную тепловую энергию, т.у.т./Гкал,	162,1	162,1	162,1
	- теплоносителя на отпущенную тепловую энергию, м ³ /Гкал.	0,08	0,08	0,2
2	Суммарная экономия топлива, тепловой энергии в сопоставимых условиях, т.у.т.	58 164	345 664	384 760
3	Суммарная экономия электроэнергии, тыс. кВт.ч.	1 379	1 400	1 449
4	Суммарная экономия теплоносителя, тыс. куб. м	8	8	14

Ниже представлен план-график результатов в денежном выражении.

Таблица 3.10. План-график достижения ожидаемых результатов (без НДС)

№ п/п	Ожидаемый результат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого
1	Суммарная экономия топлива, тепловой энергии в сопоставимых условиях	тыс. руб.	229,84	1406,89	1613,00	3 249,73
2	Суммарная экономия электроэнергии	тыс. руб.	5,44	5,89	6,48	17,81
3	Суммарная экономия теплоносителя	тыс. руб.	0,15	0,17	0,33	0,65
	Итого	тыс. руб.	235,43	1 412,95	1 619,81	3 268,19

Как видно из таблицы суммарная экономия за период 2020-2022 гг. составит 3 268,19 тыс. руб.

3.10. Определение затрат на проектные работы по переводу системы отопления на закрытую схему

Основанием для строительства новых тепловых сетей служит обеспечение перевода потребителей котельной ОАО «УГОК» на котельную №1 ОАО «Учалинские тепловые сети».

**Инвестиционная программа
открытого акционерного общества «Учалинские тепловые сети» в сфере теплоснабжения на 2020-2022 годы**

N п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Всего	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)				Остаток финансирования	в т.ч. за счет платы за подключение	
				Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя											
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Группа 2. Строительство новых объектов систем централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей																	
2.1. Строительство участков наружных сетей теплоснабжения																	
2.1.2. Строительство теплопроводов от районной котельной №1 до НПС, в т.ч.:																	
2.1.2.1. Проектно-изыскательские работы																	
		создание возможности по поставке энергии от разных источников	г. Учалы, от котельной до НПС по ул. Л. Комсомола	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,0	0,8 км (Ду 400 мм)	2021	2022	28 387,84	0,00	2 183,00	15 587,51	10 617,33			
2.1.2.1.1. Проектно-изыскательские работы																	
		документационное обеспечение	-	количество	шт.	0	1	2020	2020	2 183,00	0,00	2 183,00	0,00	0,00			
2.1.2.2. Строительно-монтажные работы																	
		создание возможности по поставке энергии от разных источников	-	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,0	0,8 км (Ду 400 мм)	2021	2022	26 204,84	0,00	0,00	15 587,51	10 617,33			
Итого по группе 2											28 387,84	0,00	2 183,00	15 587,51	10 617,33	0,00	0,00
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников																	
3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей																	
3.1.1. Реконструкция участка теплопроводов																	
3.1.1.1. Реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-116 до ТК-239																	
		снижение уровня износа	г. Учалы, от ТК-116 до ТК-239 по ул. Горького	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,644 км (Ду 350 мм)	0,644 км (Ду 350 мм)	2022	2022	5 966,68	0,00	0,00	0,00	5 966,68			
Итого 3.1.1.											5 966,68	0,00	0,00	0,00	5 966,68	0,00	0,00
Итого 3.1.											5 966,68	0,00	0,00	0,00	5 966,68	0,00	0,00
3.2. Модернизация существующих объектов систем централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей																	
3.2.2. Модернизация котельной по проекту "Техническое перевооружение котельной системы автоматизации оборудования 2-х котлов ДЕ-25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г. Учалы"																	
		снижение потребления топлива и электроэнергии	г. Учалы, ул. К. Маркса 1 стр. 6	14843 тыс.		14593 тыс.		2020	2020	9 171,48	0,00	9 171,48	0,00	0,00			
Итого 3.2.											9 171,48	0,00	9 171,48	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по группе 3											15 138,16	0,00	9 171,48	0,00	5 966,68	0,00	0,00
Итого по программе											43 526,00	0,00	11 354,48	15 587,51	16 584,01	0,00	0,00

И.И. Хакимьянов

Директор
М.П.



ГРАФИК

реализации мероприятий открытого акционерного общества «Учалинские тепловые сети» в сфере теплоснабжения на 2020-2022 годы

N п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
				Наименование показателя (мощность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей									
2.1.	Строительство участков наружных сетей теплоснабжения								
2.1.2.	Строительство теплотрассы от районной котельной №1 до НПС, в т.ч.	создание возможности по поставке энергии от разных источников	г. Учалы, от котельной до НПС по ул. Л. Комсомола	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,0	0,8 км (Ду 400 мм)	2021	2022
2.1.2.1.	Проектно-изыскательские работы	документационное обеспечение	-	количество	шт.	0,0	1	2020	2020
2.1.2.2.	Строительно-монтажные работы	создание возможности по поставке энергии от разных источников	-	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,0	0,8 км (Ду 400 мм)	2021	2022
Итого по группе 2									
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников									
3.1.	Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей								
3.1.1.	Реконструкция участка теплотрассы								
3.1.1.1.	Реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-116 до ТК-239	снижение уровня износа	г. Учалы, от ТК-116 до ТК-239 ул. Горького	диаметр, протяженность	Ду, мм км	0,644 км (Ду 350 мм)	0,644 км (Ду 350 мм)	2022	2022
Итого 3.1.1.									
Итого 3.1.									
3.2.	Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей								
3.2.2	Модернизация котельной по проекту "Техническое перевооружение котельной системы автоматизации 2-х котлов ДЕ 25/14 ГМ и котла ДКВР 20/13 ГМ г.Учалы"	снижение потребления тепловой энергии и электрической энергии	Учалы, ул. К. Маркса 1 стр. 6	объем газа	м3	14843 тыс.	14593 тыс.	2020	2020
Итого 3.2.									
Итого по группе 3									



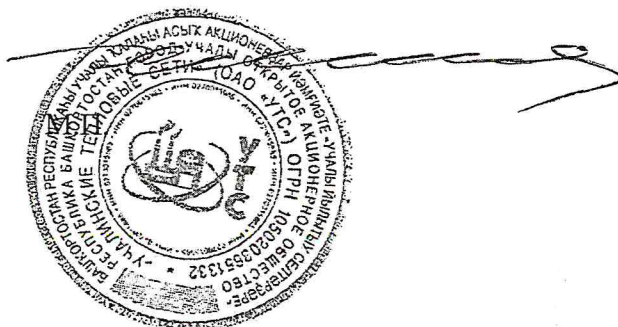
И.И. Хакимьянов

Директор
М.П.

Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации мероприятий инвестиционной программы открытого акционерного общества «Учалинские тепловые сети» в сфере теплоснабжения на 2020-2022 годы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	фактическое значение 2018	Утвержденный период	Плановые значения		
					в т.ч. по годам реализации		
					2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя	кВт·ч/м³	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26
2	Удельный расход условного топлива на выработку	т.у.т./Гкал т.у.т./м³	0,168	0,162	0,162	0,162	0,162
3	Объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей	Гкал/ч	-	-	-	-	-
4	Износ объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации Инвестиционной программы	%	75	70	74	72	70
5	Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	Гкал в год % от полезного отпуска тепловой энергии	26 280 10	25 470 10	25 470 10	25 470 10	25 470 9,9
6	Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	тонн в год для воды, м³ куб. м для пара	126 000	75 000	95 000	85 000	75 000
7	Показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду, определяемые в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды:	в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды					
7.1.	Количество вредных (загрязняющих) веществ	В пределах утвержденных нормативов ПДВ	87,61	87,61	87,61	87,61	87,61
7.2.							

Директор



И.И. Хакимьянов

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения открытого акционерного общества
«Учалинские тепловые сети» на 2020-2022 годы

N п/п	Наименование объекта	Показатели надежности										Показатели энергетической эффективности																			
		Количество прекращений подачи тепловой энергии, технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей						Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности				Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпущаемой с коллекторов источников тепловой энергии						Отношение величин технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, тыс. Гкал.				Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, %									
		Текущее значение		Плановое значение		2020		2021		2022		Текущее значение		Плановое значение		2020		2021		2022		Текущее значение		Плановое значение		2020		2021		2022	
		3	4	5	6		7	8	9	10		11	12	13	14		15	16	17	18		19	20	21	22						
1	2	0	0	0	0		0	0	0	0	168,3	162,1	162,1	162,1		14,84	10,05	10,05	10,05		10	10	10	10							
1	Строительство теплоотрады от районной котельной №1 до НПС в г.Учалы РБ	0	0	0	0		0	0	0	0	168,3	162,1	162,1	162,1		0,02	0,02	0,02	0,022		10	10	10	10							
2	Реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-116 до ТК-239	0	0	0	0		0	0	0	0	168,3	162,1	162,1	162,1		0	0	0	0		0	0	0	0							
2	Реконструкция подземных сетей теплоснабжения от ТК-116до ТК-239	0	0	0	0		0	0	0	0	168,3	162,1	162,1	162,1		0	0	0	0		0	0	0	0							

Директор

И.И. Хакимянов



Финансовый план
открытого акционерного общества «Учалинские тепловые сети» в сфере теплоснабжения на
2020-2022 годы

N п/п	Источники финансирования	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс. руб. без НДС)					
		по видам деятельности		Всего	по годам реализации инвестпрограммы		
		Теплоснабжен ие			2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	9	12
1.	Собственные средства	36 271,67		36 271,67	9 462,07	12 989,59	13 820,01
1.1.	амортизационные отчисления	0,00		0,00			
1.2.	прибыль, направленная на инвестиции	36 271,67		36 271,67	9 462,07	12 989,59	13 820,01
1.3.	средства, полученные за счет платы за подключение	0,00		0,00			
1.4.	прочие собственные средства, в т.ч. средства от эмиссии ценных бумаг	0,00		0,00			
2.	Привлеченные средства	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
2.1.	кредиты	0,00		0,00			
2.2.	займы организаций	0,00		0,00			
2.3.	прочие привлеченные средства	0,00		0,00			
3.	Бюджетное финансирование	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.	бюджет РБ	0,00		0,00			
3.2.	бюджет МО	0,00		0,00			
4.	Прочие источники финансирования, в т.ч. лизинг	0,00		0,00			
	ИТОГО по программе	36 271,67		36 271,67	9 462,07	12 989,59	13 820,01

Директор

М.П.



И.И. Хакимьянов