



Схема теплоснабжения г.Нижнекамск
на период до 2028 г.
Обосновывающие материалы

Том 16

Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство,
реконструкцию и техническое перевооружение

00.111-ОМ.10.001

СОСТАВ ПРОЕКТА*

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	00.111-УЧ.001	Утверждаемая часть. Схема теплоснабжения г.Нижнекамск на период до 2028 г.	
2	00.111-ОМ.01.001	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	00.111-ОМ.01.002	Приложение 1.1. Энергоисточники города	
4	00.111-ОМ.01.003	Приложение 1.2. Тепловые сети и сооружения на них	
5	00.111-ОМ.01.004	Приложение 1.3. Тепловые нагрузки потребителей	
6	00.111-ОМ.02.001	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	
7	00.111-ОМ.03.001	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	
8	00.111-ОМ.03.002	Приложение 3.1. Результаты гидравлического расчета по состоянию базового периода	
9	00.111-ОМ.03.003	Приложение 3.2. Результаты гидравлического расчета с учетом перспективного развития системы теплоснабжения	
10	00.111-ОМ.04.001	Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	
11	00.111-ОМ.05.001	Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя	
12	00.111-ОМ.06.001	Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	00.111-ОМ.07.001	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	
14	00.111-ОМ.08.001	Глава 8. Перспективные топливные балансы	
15	00.111-ОМ.09.001	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	
16	00.111-ОМ.10.001	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
17	00.111-ОМ.11.001	Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	

* – состав проекта определен в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (1) и Техническим заданием (2)

РЕФЕРАТ

Отчет – 75 с., 3 рис., 34 табл.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ТЭЦ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Объект исследования: системы теплоснабжения г. Нижнекамск в границах, определенных генеральным планом развития на период до 2028 г., потребители тепловой энергии, источники тепловой энергии.

Цель исследования: оценка существующего состояния системы теплоснабжения, удовлетворение перспективного спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

Метод исследования: обобщение и анализ представленных исходных данных и документов по развитию города, разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующей и перспективной систем теплоснабжения города.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» работа состоит из:

- **Глава 1.** «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» включает в себя описание функциональной структуры теплоснабжения; источников тепловой энергии; тепловых сетей; зон действия источников тепловой энергии; тепловых нагрузок потребителей; расчет балансов тепловой мощности и нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии; балансов теплоносителя; топливных балансов; оценку надежности существующей системы теплоснабжения; описание технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций; структуры формирования тарифов; существующих технических и технологических проблем.
- **Глава 2.** «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» включает в себя расчет удельных расходов тепловой энергии; прогнозы объемов потребления тепловой энергии потребителями в зонах действия централизованного и индивидуального источников теплоснабжения; прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.
- **Глава 3.** «Электронная модель системы теплоснабжения» включает в себя электронную модель системы теплоснабжения в полном объеме с привязкой к топогеографической основе, описание процедуры работы с ней, расчет гидравлических режимов теплосети.
- **Глава 4.** «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» включает в себя расчет тепловых балансов в

зонах действия источников тепловой энергии, балансы по каждому из магистральных выводов.

- **Глава 5.** «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя» включает в себя расчет перспективных балансов водоподготовительных установок источников тепловой энергии, перечень мероприятий по переводу потребителей с открытой на закрытую систему теплоснабжения.
- **Глава 6.** «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» включает в себя обоснование вариантов реконструкции существующих источников тепловой энергии с учетом существующего технического состояния, перспективного теплоснабжения и радиусов эффективного теплоснабжения.
- **Глава 7.** «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» включает в себя предложения по повышению эффективности функционирования и повышению системы тепловых сетей.
- **Глава 8.** «Перспективные топливные балансы» включает в себя расчет топливных балансов по источникам тепловой энергии для различных периодов.
- **Глава 9.** «Оценка надежности теплоснабжения» включает в себя оценку перспективных показателей надежности системы теплоснабжения в целом и предложения по ее повышению.
- **Глава 10.** «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» включает в себя описание финансового окружения проекта, оценку капитальных затрат в осуществление мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей, расчет экономической эффективности и описание тарифных последствий.
- **Глава 11.** «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации» включает в себя основные положения по обоснованию ЕТО, процедуру присвоения статуса ЕТО, обоснование кандидатур на присвоение статуса ЕТО, варианты предложений по созданию ЕТО.
- **Утверждаемая часть** включает в себя обобщенные показатели по перспективному развитию системы теплоснабжения города.

Новизна работы: схема теплоснабжения города на перспективу до 2028 года в соответствии с актуализированными требованиями законодательства и электронная модель разрабатываются впервые.

Результат работы: обосновывающие материалы и утверждаемая часть, определяющая стратегию развития системы теплоснабжения города на 15-летний период.

Практическое применение: схема теплоснабжения является основополагающим документом для всех включенных в нее субъектов, при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения. Реализация мероприятий, указанных в составе схемы теплоснабжения, позволит повысить качество снабжения потребителей тепловой энергией, обосновать процесс принятия решений, за счет использования электронной модели, прогнозировать объем и необходимость мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Состав проекта*	2
Перечень таблиц	8
Перечень рисунков	9
1. Общие положения	10
2. Нормативно-методическая расчетная база	11
3. Макроэкономические параметры	12
3.1. Сроки реализации схемы	12
3.2. Официальные источники	12
3.3. Индексы-дефляторы	12
3.4. Ставка дисконтирования	15
3.5. Сведения о системе налогообложения	17
3.6. Подходы к расчету экономической эффективности	17
3.6.1. Основные принципы оценки эффективности	17
3.6.2. Потребность в инвестициях и источники финансирования	19
3.6.3. Программа производства и реализации товарной продукции	20
3.6.4. Производственные издержки источников тепловой энергии	20
3.6.5. Производственные издержки тепло-сетевых организаций	22
3.6.6. Оценка результатов расчетов экономической эффективности	22
4. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	24
4.1. Описание вариантов развития схемы теплоснабжения	24
4.1.1. Филиал ОАО «ТГК-16» Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	24
4.1.2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	28
4.1.3. ОАО «Набережночелнинские тепловые сети»	29
4.1.4. ОАО «ВКуЭХ»	30
4.2. Объем инвестиций в строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии и источники финансирования мероприятий	31
4.2.1. Реконструкция филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	31
4.2.2. Реконструкция ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	39
4.3. Объем инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и источники финансирования мероприятий	41
4.3.1. Объем инвестиций и источники финансирования мероприятий ОАО «НЧТК»	41
5. Расчет эффективности инвестиций	52

5.1. Эффективность инвестиций филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	52
Мероприятия, предполагающие расчет экономического эффекта:	52
5.2. Эффективность инвестиций ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	53
Все мероприятия, осуществляющиеся в ООО «Нижнекамская ТЭЦ», направлены на продление паркового ресурса и (или) вывод оборудования из рабочего цикла. К таким мероприятиям относятся экспертиза промышленной безопасности, комплекс плановых мероприятий, поддерживающих установки в работоспособном состоянии (согласно графику планово-предупредительного ремонта), что не предполагает расчет эффективности мероприятий	53
5.3. Эффективность инвестиций ОАО «НЧТК»	53
5.3.1. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от ТК 21 до ТК 23 по ул.Юности	53
5.3.2. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город 1) от ТК 6А до ТК 11 по ул.Корабельная	54
5.3.3. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от НКТЭЦ до оп.375 1,2 пусковой комплексы ПО	57
5.3.4. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город – 1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК – 6а до ТК – 4 по ул. Корабельная L=750,1 п.м	58
5.3.5. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город – 1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК – 6а до ТК – 4 по ул. Корабельная L=7 926,7 п.м	59
5.3.6. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода № 1 от филиала ОАО «ТГК-16» до ПНС –1	60
5.3.7. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по монтажу устройств компенсации реактивной мощности на ПНС –1, 2, 4, 5, 6, 7 УКРМ представлен в следующих таблицах	61
5.3.8. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции электротехнической части и автоматизация ПНС – 3	62
5.3.9. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город –1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК–6а до ТК –4 по ул. Корабельная II пусковой комплекс	63
5.3.10. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от павильона №6 до стойки 655	64
5.4. Эффективность инвестиций ОАО «ВКуЭХ»	66

6.	Расчет тарифных последствий	67
6.1.	Тариф от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	67
6.2.	Тариф от ООО «Нижекамская ТЭЦ»	69
6.3.	Тариф на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК».....	70
6.4.	Тариф на услуги по сбыту тепловой энергии	71
6.5.	Полный тариф на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей.....	72
7.	Библиография	74

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3-1. Прогнозные индексы инфляции на период 2012–2027 гг	13
Таблица 3-2. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации.....	15
Таблица 3-3. Средний показатель прогнозных индексов инфляции	16
Таблица 3-4. Расчет ставки дисконтирования	17
Таблица 3-5. Налоговая база.....	17
Таблица 4-1. Перечень инвестиционных проектов на период реализации инвестиционной программы по филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1).....	24
Таблица 4-2. План первоочередных капвложений филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013–2020 гг.....	32
Таблица 4-3. План капвложений второй категории филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013–2020 гг.....	32
Таблица 4-4. План капвложений третьей категории филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013–2020гг.....	32
Таблица 4-5. План финансирования инвестиционных проектов на период 2013–2015гг....	33
Таблица 4-6. План капвложений ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2012–2028 гг.....	39
Таблица 4-7. Инвестиционная программа ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	41
Таблица 4-8. Перечень инвестиционных проектов, плановый объем финансирования ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	43
Таблица 4-9. План финансирования инвестиционной программы ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	44
Таблица 5-1. Доход от сокращения потерь воды и тепла.....	53
Таблица 5-2. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.....	53
Таблица 5-3. Доход от сокращения потерь воды и тепла.....	54
Таблица 5-4. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	55
Таблица 5-5. Доход от сокращения потерь воды и тепла.....	57
Таблица 5-6. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.....	57
Таблица 5-7. Доход от сокращения потерь тепла.....	58
Таблица 5-8. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	58
Таблица 5-9. Доход от сокращения потерь тепла.....	59
Таблица 5-10. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	59
Таблица 5-11. Доход от сокращения потерь тепла.....	60
Таблица 5-12. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	60
Таблица 5-13. Доход от экономии электроэнергии.....	61
Таблица 5-14. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.....	61
Таблица 5-15. Доход от экономии электроэнергии.....	62
Таблица 5-16. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	62
Таблица 5-17. Доход от сокращения потерь тепла.....	63
Таблица 5-18. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.....	63
Таблица 5-19. Доход от сокращения потерь воды и тепла	64
Таблица 5-20. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости	64

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 6-1. Динамика изменения тарифа на отпуск теплоты для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	68
Рисунок 6-2. Динамика изменения тарифа на отпуск теплоты для ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	69
Рисунок 6-3. Динамика изменения полного тарифа	73

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года (1).

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требований к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

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

В конкретных условиях зоны действия СЦТ, где разделены виды деятельности (генерация, передача, сбыт) и на каждый вид деятельности регулятором установлена отдельная цена, оценка ценовых последствий реализации инвестиционных программ (отдельных на каждый вид деятельности) должна быть выполнена для каждого вида деятельности. Предложения схемы теплоснабжения для включения в инвестиционную программу каждого субъекта может быть выполнено только после подробного анализа переданных действующих инвестиционных программ.

2. НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ РАСЧЕТНАЯ БАЗА

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

- «Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995 (3);
- «Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г. (4);
- «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 (5);
- «Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г. (6);
- «Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013–2015 годов» (7)
- «Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года» (8)

Расчеты проведены с использованием программного продукта «Project Expert», широко применяемого для выполнения анализа экономической эффективности инвестиционных проектов.

3. МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

3.1. Сроки реализации схемы

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2013 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы – 2028 г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимался 30 лет. Шаг расчёта принимался равным одному году для периода 2013–2018 гг и пять лет для периода 2019–2028 гг.

3.2. Официальные источники

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

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 год и плановый период 2013–2014 годов и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2012–2014 годы, в соответствии с письмом Минэкономразвития России от 25.04.2011 № 8387-АКДОЗ;
- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014–2015 годов и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2013–2015 годы;
- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с таблицей прогнозных индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации от 05.10.2011 № 21790-АКДОЗ.

3.3. Индексы-дефляторы

Для расчета ценовых последствий с использованием индексов-дефляторов (см. Таблица 3-3) были применены следующие условия:

- базовый период регулирования установлен на конец 2012 года;
- производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии за 2010, 2011 и 2012 годы приняты по материалам тарифных дел;
- производственные расходы на отпуск тепловой энергии с коллекторов источников тепловой энергии, на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям и услуги сбытовой деятельности сформированы по статьям, структура которых установлена по данным теплоснабжающих компаний.

Прогноз цен на последующие периоды по отношению к предыдущему установлен в соответствии с формулой:

$$Ц_{i+1} = Ц_i * I_{i+1}$$

Расчёт выручки по теплоисточникам от реализации мощности, электроэнергии и теплоэнергии, а также их приростов выполнен с учётом соответствующей инфляции.

Таблица 3-1. Прогнозные индексы инфляции на период 2012-2027 гг

Наименование показателя	Индекс	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Индекс потребительских цен на конец года	Iuцп	106,0	105,9	105,2	105,1	105,1	104,4	103,6	103,6	103,4	103,4	103,4	103,3	103,0	102,9	102,7	102,5
Индекс реальной заработной платы	Iзн	105,1	105,8	106,3	106,2	106,2	105,8	104,9	104,7	104,5	104,5	104,5	104,5	104,2	104,0	104,0	104,0
Индекс цен на природный газ	Iпг	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	107,1	105,0	103,2	103,7	103,9	102,9	102,8	102,7	102,6	102,6	102,6
Индекс цен на мазут	Iмз	109,6	107,7	105,1	102,8	102,9	102,7	102,3	101,0	100,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен на дизельное топливо	Iдт	109,0	108,0	108,0	107,0	106,0	105,0	96,0	110,0	109,0	107,0	108,0	106,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Индекс цен на тепловую энергию	Iмэ	107,0	111,0	110,0	110,0	109,9	109,4	109,2	107,1	103,1	103,2	104,2	103,7	103,5	103,2	103,0	103,5
Индекс цен на электроэнергию	Iээ	112,0	111,0	110,0	110,0	110,0	109,0	109,0	107,0	103,0	103,0	104,0	104,0	104,0	103,0	103,0	104,0
Индекс цен производителей труб стальных в ППУ изоляции	Iппу	107,0	124,0	110,0	104,0	105,0	108,0	111,0	95,0	102,0	99,0	103,0	102,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей оборудования ТП	Iмп	106,0	107,0	105,0	105,0	105,0	104,0	104,0	103,0	103,0	102,0	102,0	102,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей котлов малой мощности	Iбк	107,0	119,0	109,0	104,0	105,0	107,0	108,0	98,0	103,0	100,0	103,0	102,0	102,0	101,0	101,0	101,0
Индекс оборудования автоматизации	Iоа	108,0	107,0	105,0	105,0	105,0	104,0	102,0	104,0	104,0	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0	102,0	102,0

Индекс цен производителей электромеханического оборудования	Іэм	102,0	102,0	102,0	101,0	101,0	102,0	103,0	102,0	101,0	102,0	103,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Индекс цен производителей электротехнического оборудования	Іэп	102,0	105,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0

3.4. Ставка дисконтирования

В связи с длительным инвестиционным циклом проекта возникает необходимость при- ведения разновременных экономических показателей в сопоставимый вид. В качестве точки приведения принят момент, соответствующий году начала работ по проектированию Схемы (2011 г.). Приведение осуществлялось с помощью коэффициента дисконтирования.

$$i = i_b + (i_o + i_k + i_t + i_f)$$

где i_b – базовая (безрисковая) ставка, для укрупненных расчетов принимаем прогнозной ставке рефинансирования с учетом показателей предыдущих периодов (см. Таблица 3-2. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации) по методу линейной регрессии, используется условие наименьших квадратов с поправкой +7% ежегодно, что коррелируется со средними показателями прогнозных индексов инфляции (см. Таблица 3-3);

i_o – премия за отраслевой риск, среднее значения для российской энергетики составляет 5%, с развитием отрасли значение будет уменьшаться;

i_k – премия за риск некачественного корпоративного управления, по существующему положению компании энергетики Татарстана частично завися от управления ключевыми фигурами, качество информационной системы – выше среднего, соответственно, с учетом социальной значимости отрасли можно принять постоянное значение 2,5%;

i_t – товарная/территориальная диверсификация отсутствует, соответственно можно принять значение с учетом перспективы 0,5%;

i_f – финансовые задолженности отсутствуют, соответственно можно принять значение с учетом будущих рисков 0,5%.

Расчетные значения сведены в Таблица 3-3. Средний показатель прогнозных индексов инфляции.

Таблица 3-2. Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации

Период с...	%	Нормативный документ
24.02.2010	8,5	Указание Банка России от 19.02.2010 № 2399-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
01.06.2010	7,75	Указание Банка России от 31.05.2010 № 2450-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
28.02.2011	8	Указание Банка России от 25.02.2011 № 2583-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
03.05.2011	8,25	Указание Банка России от 29.04.2011 № 2618-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
26.12.2011	8	Указание Банка России от 23.12.2011 № 2758-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
14.09.2012	8,25	Указание Банка России от 13.09.2012 № 2873-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
01.01.2013	7,23	Прогноз 2013–2027 гг

01.07.2013	7,27	
01.01.2014	7,25	
01.07.2014	7,12	
01.01.2015	6,93	
01.07.2015	6,74	
01.01.2016	6,54	
01.07.2016	6,32	
01.01.2017	6,05	
01.07.2017	5,75	
01.01.2018	5,49	
01.07.2018	5,25	
01.01.2019	5,05	
01.07.2019	4,91	
01.01.2020	4,99	
01.07.2020	5,04	
01.01.2021	4,91	
01.07.2021	4,70	
01.01.2022	4,53	
01.07.2022	4,39	
01.01.2023	4,26	
01.07.2023	4,20	
01.01.2024	4,05	
01.07.2024	3,94	
01.01.2025	3,84	
01.07.2025	3,75	
01.01.2026	3,68	
01.07.2026	3,62	
01.01.2027	3,57	
01.07.2027	3,53	

Таблица 3-3. Средний показатель прогнозных индексов инфляции

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
$(I_{пц} + I_{зн}) / 2$	5,6	5,8	5,8	5,7	5,7	5,1	4,3	4,2	4	4	4	3,9	3,6	3,5	3,3	3,3
$(I_{пц} + I_{зн} + I_{пз} + I_{мз} + I_{эз}) / 5$	9,0	9,7	9,3	9,3	9,2	7,1	6,3	5,1	3,5	3,6	3,8	3,7	3,5	3,1	3,1	3,3

Сравнение индексов произведено с учетом прогнозного индекса потребительских цен, уровня затрат и стоимости основных энергоресурсов.

С учетом таблицы 3-2 произведем расчет ставки дисконтирования, используя формулу, рассмотренную выше:

$$i = i_b + (i_o + i_k + i_t + i_f)$$

Таблица 3-4. Расчет ставки дисконтирования

	ib	io	ik	it	if	i
2012	8,25%	5,00%	2,50%	0,50%	0,50%	16,75%
2013	7,23%	4,75%	2,50%	0,50%	0,50%	15,48%
2014	7,25%	4,51%	2,50%	0,50%	0,50%	15,26%
2015	6,93%	4,29%	2,50%	0,50%	0,50%	14,71%
2016	6,54%	4,07%	2,50%	0,50%	0,50%	14,11%
2017	6,05%	3,87%	2,50%	0,50%	0,50%	13,42%
2018	5,49%	3,68%	2,50%	0,50%	0,50%	12,66%
2019	5,05%	3,49%	2,50%	0,50%	0,50%	12,04%
2020	4,99%	3,32%	2,50%	0,50%	0,50%	11,81%
2021	4,91%	3,15%	2,50%	0,50%	0,50%	11,56%
2022	4,53%	2,99%	2,50%	0,50%	0,50%	11,02%
2023	4,26%	2,84%	2,50%	0,50%	0,50%	10,61%
2024	4,05%	2,70%	2,50%	0,50%	0,50%	10,26%
2025	3,84%	2,57%	2,50%	0,50%	0,50%	9,90%
2026	3,68%	2,44%	2,50%	0,50%	0,50%	9,62%
2027	3,57%	2,32%	2,50%	0,50%	0,50%	9,39%

3.5. Сведения о системе налогообложения

Все расчеты экономической деятельности предприятий выполнены с учетом действующей налоговой базы (9).

Таблица 3-5. Налоговая база

	Наименование	Налогооблагаемая база	Период	Ставка
1	Налог на прибыль	Балансовая прибыль	Год	20%
2	НДС	Добавочная стоимость	Квартал	18%
3	Налог на имущество	Имущество	Квартал	2,20%
4	Единый социальный налог	Фонд оплаты труда	Месяц	34%

3.6. Подходы к расчету экономической эффективности

3.6.1. Основные принципы оценки эффективности

Для оценки экономической эффективности сценариев развития схемы теплоснабжения г. Нижнекамск на период до 2028 года по укрупненным показателям и с учетом действующих инвестиционных программ предприятий-участников Схемы были проанализированы инвестиционные проекты для крупных инвесторов (в том числе ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» – реконструкция тепловых сетей и сооружений на них).

Иных мероприятий, как то, строительство новых источников тепловой энергии, когенерации Схемой за указанной период не предполагается, соответственно привлечение сторонних инвесторов не требуется.

Оценка предполагаемых инвестиционных проектов проведена на основе анализа изменений, которые вносятся в деятельность компаний при реализации мероприятий. Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов:

- темпы капитальных вложений;
- характеристики сырья (топлива);
- режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объёмы товарной продукции (объёмы продаж);
- уровни прогнозных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию.

Экономическая эффективность вариантов Схемы теплоснабжения определялась по каждому инвестиционному проекту (т.е. для каждого крупного инвестора) приведенным к 2012 году будущим доходом от реализации прироста объёма продукции за вычетом всех сопутствующих производственных и инвестиционных затрат (6).

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

- общественную (социально-экономическую) эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта (5).

В основу оценок эффективности ИП положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- **рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла** (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;
- **моделирование денежных потоков**, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;
- **сопоставимость условий** сравнения различных проектов (вариантов проекта);
- **принцип положительности и максимума эффекта**. 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;
- **учет фактора времени**. При оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени (лаги) между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой; неравноценность разновременных затрат и / или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат);
- **учет только предстоящих затрат и поступлений**. При расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта (например, от прекращения действующего производства в связи с

организацией на его месте нового). Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью (opportunity cost), отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе (невозвратные затраты, sunk cost), в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют

- **сравнение "с проектом" и "без проекта"**. Оценка эффективности ИП должна производиться сопоставлением ситуаций не "до проекта" и "после проекта", а "без проекта" и "с проектом";
- **учет всех наиболее существенных последствий проекта**. При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические (внешние эффекты, общественные блага. В тех случаях, когда их влияние на эффективность допускает количественную оценку, ее следует произвести. В других случаях учет этого влияния должен осуществляться экспертно;
- **многоэтапность оценки**. На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;
- **учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале**, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов; ранее в проектной документации не прорабатывались. В то же время оборотный капитал может существенно влиять на эффективность инвестиционных проектов, особенно при наличии инфляции;
- **учет влияния инфляции** (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;
- **учет** (в количественной форме) **влияния неопределенностей** и рисков, сопровождающих реализацию проекта (5).

3.6.2. Потребность в инвестициях и источники финансирования

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

Капитальные вложения по вариантам Схемы определены в сметных ценах 2012 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС.

Ввиду отсутствия информации о конкретных источниках финансирования по объектам генерации в качестве **источника финансирования** проекта предусматриваются собственные средства предприятий.

По ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» источниками финансирования являются амортизационные отчисления и прибыль.

3.6.3. Программа производства и реализации товарной продукции

Программа производства включает в себя:

1. **Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)** – прирост производства электроэнергии по теплофикационному циклу и прирост производства теплоэнергии за счет увеличения потребности города с учетом перспективной застройки.
2. **ООО «Нижнекамская ТЭЦ»** – прирост производства электроэнергии по теплофикационному циклу и прирост производства теплоэнергии за счет увеличения потребности города с учетом перспективной застройки.
3. Тепловые сети (существующие и строящиеся) – прирост объема передаваемой тепловой энергии.

3.6.4. Производственные издержки источников тепловой энергии

В расчётах по теплоисточникам приняты следующие производственные издержки (приросты издержек):

- затраты на топливо;
- затрата на ресурсы (вода на технологические цели, такие как подпитка теплосети, химреагенты для подготовки воды)
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования,
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (ремонтный фонд);
- прочие затраты (только для вновь строящихся теплоисточников).

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались полные производственные издержки, описанные выше, а для существующих объектов теплоснабжения – только дополнительные переменные издержки (топливо), а также издержки, связанные с новыми капиталовложениями в проект (затраты на ремонт и амортизационные отчисления). При этом принимается, что дополнительной потребности в рабочей силе не понадобится, а изменение прочих затрат не существенно.

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его прогнозной цены. Определение годового расхода топлива по теплоисточникам – см. 00.107-ОМ.08.001.

Амортизация оборудования, в части амортизации существующего оборудования, принималась по линейному способу амортизационных отчислений, на основании данных тарифных дел. Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных

производственных фондов и включенных в состав проектов схемы теплоснабжения, принималась по линейному методу с нормой амортизации установленной в соответствии с ПП РФ от 01.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. Постановлений Правительства РФ от 09.07.2003 № 415, от 08.08.2003 N 476, от 18.11.2006 N 697, от 12.09.2008 № 676, от 24.02.2009 № 165). (10)

Начисленная амортизация может служить источником финансирования капитальных вложений, также как и чистая прибыль предприятия.

Численность промышленно-производственного персонала на НЧТЭЦ (ПТК-1) и ООО «НкТЭЦ» определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала ТЭС (11);
- «Единых межотраслевых норм обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций» (12).

Численность промышленно-производственного персонала новых котельных определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей». (13);
- Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства» (14).
- «Рекомендаций по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см²) и водогрейными котлами с температурой до 200 С» (15).

Для распределения **ремонтного фонда** по годам эксплуатации теплоисточников принимался метод Усреднённых затрат через ежегодные отчисления в ремонтный фонд. При этом реальный эксплуатационный цикл работы оборудования условно разделялся на три характерных этапа:

- I – приработка (освоение) оборудования;
- II – нормальная эксплуатация;
- III – старение энергоустановки.

Первый этап связан с вводом энергоустановки и выходом на проектные показатели. В процессе освоения устраняются отдельные дефекты оборудования, накапливается опыт его эксплуатации. На этапе нормальной эксплуатации технико-экономические параметры стабилизируются на уровне, близком к оптимальному, и периодически поддерживаются посредством капитальных ремонтов. На конечном этапе происходит ускоренный износ базовых узлов агрегатов с ухудшением основных характеристик: снижается производительность, падает КПД агрегатов, возрастают затраты на ремонты.

По экспертной оценке затраты на оборудование и материалы для ремонтов в первый год эксплуатации теплоисточников приняты в размере 3% от суммарных затрат в ремонтный фонд, на втором этапе эксплуатации и в последующие 15 лет 2%, через 16 лет эксплуатации – на уровне 3,5%.

3.6.5. Производственные издержки тепло-сетевых организаций

Определение затрат на ремонты теплосетей (ТС) и насосных станций (ПНС) осуществлялось в соответствии с СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций" (16). Ежегодные ремонтные отчисления на содержание и эксплуатацию основного оборудования ТС приняты в размере 1,33%, ПНС – 8,94%.

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на ремонт;
- затраты на перекачку теплоносителя (электроэнергию);
- затраты на компенсацию потерь тепла в тепловой сети;
- прочие затраты.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» производится по линейному методу.

3.6.6. Оценка результатов расчетов экономической эффективности

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения города Нижнекамск на период до 2028 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций:

- чистый доход (NV);
- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- потребность в дополнительном финансировании (ПФ);
- индексы доходности затрат и инвестиций (ИДД);
- срок окупаемости;

Условия финансовой реализуемости и показатели эффективности рассчитываются на основании денежного потока (Фт), конкретные составляющие которого зависят от оцениваемого вида эффективности.

На разных стадиях расчетов в соответствии с их целями и спецификой ПФ финансовые показатели и условия финансовой реализуемости ИП оцениваются в текущих или прогнозных ценах. Остальные показатели определяются в текущих или дефлированных ценах (4).

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется выше- приведенной системой показателей, представляется соотношением затрат результатов как применительно к интересам участников реализации проекта эффективность собственного капитала – с учетом полных затрат собственника проекта), так и к проекту в целом (эффективность полных инвестиционных затрат – учета финансовой деятельности по проекту).

4. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.1. Описание вариантов развития схемы теплоснабжения

4.1.1. Филиал ОАО «ТГК-16» Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)

ТЭЦ подлежит реконструкции в связи с продлением паркового ресурса, реновации и (или) выводом оборудования из рабочего цикла. В настоящее время инвестиционная программа ОАО «ТГК-16» находится на стадии разработки и согласования.

Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) при существующем объеме тепловой мощности с учетом перспективного развития на период реализации инвестиционной программы планирует выполнение инвестиционных проектов, предусмотренных в нижеследующей таблице (таблица 4-1.).

Таблица 4-1. Перечень инвестиционных проектов на период реализации инвестиционной программы по филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1)

№№	Наименование объекта	Год начала строительства	Год окончания строительства
1	Техническое перевооружение и реконструкция		
1.1.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности		
1.1.1	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№9 Модернизация КПП.	2012	2013
1.1.2	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1.Модернизация газопроводов котла.	2012	2013
1.1.3	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1.Модернизация КПП.	2012	2013
1.1.4	Питательная турбина ПЭН-500А котел 11 №5. Установка трубопровода и питательного насоса.	2013	2013
1.1.5	Паровая турбина Р-70/100-130-5 с генератором №9. Модернизация гидравлической системы автоматического регулирования с заменой на электрогидравлическую.	2013	2013
1.1.6	Автоматизированный пост наблюдения. Внедрение автоматизированного поста наблюдения за состоянием атмосферного воздуха.	2013	2013
1.1.7	Химобессоливающая установка. Модернизация схемы приема и установки обессоливания конденсата.	2013	2014
1.1.8	Химобессоливающая установка. Установка аварийной сигнализации и монтаж вентиляции в помещении разгрузки химреагентов.	2013	2013

1.1.9	Инженерно-технические сооружения охраны Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1)	2012	2015
1.1.10	Релейный щит главного корпуса. Модернизация защит ОРУ-110 кВ с применением элегазовых ТН-110 кВм и ТТ-110 кВ. Монтаж резервного канала телеотключения (УПКЦ)	2013	2013
1.1.11	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16. Модернизация газопроводов котла.	2013	2014
1.1.12	Градирня №2. Реконструкция водораспределительной системы и вытяжной дашни градирни №2.	2013	2014
1.1.13	Сооружение 2-х водонагревательных резервуаров, КТЦ-2. Реконструкция коллекторов №1,2 речной воды (1 этап – замена запорно-регулирующей арматуры, реконструкция узла учета).	2013	2014
1.1.14	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1. Модернизация тягодутьевых механизмов с установкой новых электродвигателей.	2014	2014
1.1.15	Установка БРОУ-140/14 №3. Модернизация БРОУ.	2014	2014
1.1.16	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №3. Модернизация системы возбуждения.	2014	2014
1.1.17	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №1. Модернизация схемы подачи греющего пара на ПВД-5,6,7.	2014	2014
1.1.18	Химобессоливающая установка №1. Техническое перевооружение с внедрением метода микрофльтрации и противоточной схемы обессоливания.	2013	2015
1.1.19	ЗРУ-110 кВм. Модернизация ячейки №34 с внедрением элегазового выключателя ВГТЗ-110, микропроцессорных защит РЗА.	2014	2014
1.1.20	ОРУ-110 кВ. Модернизация нейтралей блочных трансформаторов 2Т, 6Т, 7Т, 8Т с применением ТОУ.	2014	2014
1.1.21	Система автоматического регулирования на ДНД-11-16, ДВД-11-13,15.	2014	2014
1.1.22	Химобессоливающая установка №2. Реконструкция БЗК №2.	2014	2014
1.1.23	Распределительное устройство КРУ-6 кВ 6 секция (главного корпуса). Модернизация 19 ячеек с внедрением вакуумных выключателей с микропроцессорными защитами.	2014	2014
1.1.24	Здание главного корпуса. Модернизация лифтового хозяйства (лифт рез.№1792).	2014	2014
1.1.25	Инженерно-бытовой корпус. Модернизация лифтового хозяйства (лифты рез.№№НЛ-1790, 1791).	2014	2014
1.1.26	Здание главного корпуса. Модернизация сети освещения (1 этап – машзал главного корпуса).	2014	2014

1.1.27	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№10. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования.	2014	2015
1.1.28	Дымовая труба ж/б №1. Реконструкция газоходов котлов ст.№4,5.	2014	2015
1.1.29	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №4. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования, цепей технологических блокировок ПНД, ПВД.	2014	2015
1.1.30	Релейный щит главного корпуса. Модернизация ЩПТ-3 с установкой новой АБ.	2014	2015
1.1.31	ЗРУ-110 кВ. Модернизация ячеек №№18,20 с внедрением элегазовых выключателей ВГТЗ-110, микропроцессорных защит РЗА и ДЗШ-1,2,3,4 сек.шин.	2014	2015
1.1.32	ОРУ-110 кВ. Модернизация контура заземления.	2014	2015
1.1.33	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№12. (1 пусковой комплекс – Модернизация газопроводов котла, 2 пусковой комплекс – Модернизация НВЗК).	2014	2015
1.1.34	Мазутное хозяйство. Реконструкция кровельного перекрытия мазутного резервуара №5.	2014	2015
1.1.35	Котлоагрегат №6 ТГМ-84. Автоматизация дозирования гидразина в питательную воду котлов I, II очереди, автоматическая корректировка ввода фосфатов в котловую воду котлов I, II очереди.	2014	2015
1.1.36	Здание главного корпуса. Реконструкция кровли (1 этап – 3 очередь деаэрационного отделения главного корпуса в осях 1-40, ряд Б-В).	2014	2015
1.1.37	Деаэрационная установка ДПТС-1. Модернизация схемы подпитки теплосети.	2014	2015
1.1.38	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №2. Модернизация автоматизированной системы контроля гидросостояния и мех.величин (защита).	2015	2015
1.1.39	Реконструкция здания ХВО-2 (переустройство кровли, парапета и фонарей) (ПТК-1) – 2-ой пусковой комплекс).	2009	2015
1.1.40	Мазутное хозяйство. Модернизация подогревателей мазута.	2010	2015
1.1.41	Химобессоливающая установка №1. Установка фильтр-пресса.	2015	2015
1.1.42	Химобессоливающая установка №2. Установка фильтр-пресса.	2015	2015
1.1.43	Здание главного корпуса. Модернизация сети освещения (2 этап – котельное отделение главного корпуса).	2015	2015
1.1.44	Химобессоливающая установка №1. Модернизация БОВ-1.	2015	2015
1.1.45	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№15. Модернизация газопроводного котла.	2015	2016

1.1.4.6	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования.	2015	2016
1.1.4.7	Целевые мало и средне затратные пилотные объекты в рамках программы энергосбережения (НИОКР).	2015	2015
1.2.	Создание систем противоаварийной и режимной автоматики	2016	2017
1.2.1	ЗРУ-110 кВ. Релейный щит ЗРУ-110 кВ: Модернизация автоматики частотной разгрузки I-IV секции шин 110 кВ НкТЭЦ, реализация дополнительной очереди АЧР-2.	2013	2013
1.2.2	ЗРУ-110 кВ. Релейный щит ЗРУ-110 кВ: Реконструкция автоматики выделения Нижнекамской ТЭЦ ПТК-1 на работу с	2014	2014
1.3.	Создание систем телемеханики и связи		
1.3.1	Корпоративная интегрированная IP-телефонная сеть. 2 пусковой комплекс (НК ТЭЦ ПТК-1)	2013	2013
1.4	Установка устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности		
2.	Новое строительство		
2.1.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности		
2.2.	Прочее новое строительство		
2.1.1	ОНМ (ВТУОТ)		
2.1.2	ОНМ (кроме оргтехники)		

Стратегия планового технического освидетельствования до 2028г. филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) содержит следующие мероприятия:

Период до 2015 года:

- продление назначенного ресурса и замена основных паропроводов.
- продление назначенного ресурса турбоагрегатов Р-100-130/15 ст.№3,8,11; ПТ-60/75-130/13 ст.№4; Т-105/120-130-2 ст.№5,7, Р-70-130/15 ст.№6,9, Т-110/120-130-3 ст.№10.

Период до 2020 года:

- продление назначенного ресурса и замена основных паропроводов;
- замена ЦВД турбоагрегатов (если того требует техническое состояние) ПТ-60/75-130/13 ст.№1, Т-105/120-130-2 ст.№5; Т-105/120-130-2 ст.№7, Р-100-130/15 ст.№8,11;
- продление назначенного ресурса турбоагрегатов ПТ-60/75-130/13 ст.№2.

Период до 2028 года:

- продление назначенного ресурса и замена основных паропроводов.
- замена ЦВД турбоагрегатов (если того требует техническое состояние) турбоагрегатов Т-110/120-130-3 ст.№10; Р-70-130/15 ст.№6,9.

4.1.2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

ТЭЦ подлежит реконструкции в связи с продлением паркового ресурса, реновации и (или) выводом оборудования из рабочего цикла. Стратегия планового технического освидетельствования оборудования ООО «Нижнекамской ТЭЦ», при существующем объеме тепловой мощности с учетом перспективного развития, на расчетный период до 2028г.:

Период до 2015 года:

- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) парового котла ТГМЕ-464 ст. №1, 2, 3, 4, 5;
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) турбоагрегатов ПТ-135/165-130/15 ст.№1,2, Р-40-130/31 ст.№3.

Период до 2028 года:

- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) парового котла ТГМЕ-464 ст. №6,7,8,9;
- продление назначенного ресурса и модернизация (если того требует техническое состояние) основных и пиковых подогревателей.

План капитальных вложений в реконструкцию составлен на основе данных сметных расчетов объектов-аналогов по состоянию на 2012 г. с учетом прогнозных индексов инфляции

4.1.3. ОАО «Набережночелнинские тепловые сети»

Для подключения новых объектов, запланированных в 2012–2025 гг, увеличения пропускной способности, повышения надёжности и энергетической эффективности теплоснабжения необходимо выполнить комплекс мероприятий.

Для теплоснабжения вновь строящихся микрорайонов необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Заменить трубопроводы на участках:
 - ул. Юности от ТК-21 до ТК-23, увеличить диаметр с Ду 200 мм на Ду 250мм, протяженностью 322,4 п.м.
 - пр. Строителей от ТК-6А до ТК- 4 ул. Корабельная, увеличить диаметр с Ду 400мм на Ду 600 мм., протяженностью 4226 п.м.
 - пр. Химиков от ТК-105 до ТК-1 ул. Сюмдыке, увеличить диаметр с Ду 700мм на Ду 800мм, протяженностью 2316 п.м.
2. Проложить новый трубопровод Ду 600мм, протяженностью 1500 п.м. от ТК-4 ул. Корабельной до проспекта Мира.
3. Реконструкция ПНС-7 с увеличением мощности перекачивающих насосов.
4. Реконструкция электротехнической части ПНС-3.

По г. Нижнекамску необходима перекладка ряда участков тепловых сетей на большие диаметры для обеспечения подключения к сетям теплоснабжения новых объектов. Модернизация тепловых сетей предназначена для обновления морально устаревшего оборудования, снижения тепловых потерь электрической энергии при транспортировке тепловой энергии по магистральным тепловым сетям и увеличению пропускной способности.

4.1.4. ОАО «ВКУЭХ»

Для надежного и качественного обеспечения потребителей теплом и горячей водой необходимо:

- разработать и выполнить мероприятия по устранению дефицита тепловой энергии, с учетом перспективы развития города;
- восстановить циркуляционные трубопроводы ГВС в 10 ЦТП, где проектами не предусмотрена циркуляция ГВС;
- завершить автоматизацию и диспетчеризацию технологических процессов в ЦТП.

Работы по автоматизации технологических процессов в ЦТП начались в 2003 году. За период с 2003 по 2010 год выполнена автоматизация в 56 ЦТП на общую сумму 29,25 млн.руб. Указанные работы позволили сэкономить 170 тыс. Гкал тепловой энергии.

Завершение работ по автоматизации технологических процессов в оставшихся ЦТП позволит создать единую систему диспетчеризации, повысить качество коммунальных услуг теплоснабжения и подачи горячей воды, существенно снизить потребление электрической и тепловой энергии.

- завершить замену кожухотрубчатых теплообменников ЦТП на водоводяные подогреватели интенсифицированные;
- восстановить тепловую изоляцию на трубопроводах отопления и ГВС;
- ежегодно менять не менее 10% ветхих тепловых сетей;
- использовать при прокладке сетей ГВС трубопроводы из «сшитого» полиэтилена;
- при строительстве новых жилых микрорайонов предусматривать ИТП, вместо ЦТП.

Для стабильной и надежной работы предприятия необходимо:

- разработать и реализовать механизм долевого участия предприятий и организаций города, подключающихся к коммуникациям теплоснабжения;
- перейти на приборный учет тепловой энергии в жилом фонде;
- поэтапно ликвидировать ветхие тепловые сети, с установкой ИТП в жилых домах.

4.2. Объем инвестиций в строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии и источники финансирования мероприятий

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению рассматриваемых источников тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется за счет собственных средств предприятий. Бюджетное финансирование подобных проектов не осуществляется из бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов. Финансирование из собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий подразумевает использование средств из прибыли и амортизационных отчислений. По согласованию с органами тарифного регулирования в цены (тарифы) на тепловую энергию может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации предусмотренных инвестиционной программой мероприятий.

Наиболее существенным источником среди собственных средств считаются амортизационные отчисления (амортизационный фонд), наличие такого фонда означает наличие свободных денежных средств, которые могут быть потрачены на новое оборудование, технологии, модернизацию и т.д. Таким образом, амортизация становится не только инструментом постепенного возвращения затрат, но и источником технической модернизации. Результатом такой модернизации (капитального ремонта) может стать дооценка оборудования на сумму осуществленных затрат, которые также будут амортизироваться за период полезного срока эксплуатации объекта.

Другим источником финансирования реноваций является чистая прибыль предприятия, большинство рассматриваемых нами предприятий получали положительную экономическую прибыль в предыдущих периодах. Чистая прибыль непосредственно зависит от устанавливаемых тарифов, себестоимости основной продукции, а также прочих доходов и расходов фирмы, баланс которых иногда приводит чистую прибыль к отрицательным показателям.

4.2.1. Реконструкция филиала ОАО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Для обеспечения работоспособности оборудования и дальнейшего развития основных фондов разработана программа модернизации основного оборудования на 2013–2020 гг. ОАО «ТГК-16».

Все мероприятия разделены на три категории:

1. Первая категория – первоочередные мероприятия, направленные на выполнение требований промышленной безопасности

Таблица 4-2. План первоочередных капвложений филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013-2020 гг.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
НКТЭЦ (ПТК-1) млн. руб.	179,142	11,859	63,826	5	0	0	0	9,7	269,527

2. Вторая категория – мероприятия, направленные на:

- поддержание исправного технического состояния оборудования, зданий и сооружений;
- ликвидацию «узких» мест в обеспечении надежности и снятию/недопущению ограничений по выдаче тепловой и электрической мощности.

Выполнение мероприятий в данной категории является обязательным, однако сроки выполнения мероприятий могут быть сдвинуты как на будущие периоды (в случае продления по результатам ЭПБ), так и на более ранние (в случае повышения аварийности) с переводом в «красную категорию».

Таблица 4-3. План капвложений второй категории филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013-2020 гг.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Итого
НКТЭЦ (ПТК-1) млн. руб.	1,43	140,425	426,335	389,809	531,823	463,886	556,369	672,946	3183,023

3. Третья категория – мероприятия, направленные на повышение эффективности работы оборудования, зданий, сооружений. Выполнение мероприятий данной категории возможно только при наличии свободных финансовых ресурсов.

Таблица 4-4. План капвложений третьей категории филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) на 2013-2020гг.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	итого
НКТЭЦ (ПТК-1) млн. руб.	136,771	327,368	32,366	84,370	214,247	155,963	85,969	170,380	1207,434

Все оборудование на текущий момент работоспособно и готово к несению тепловых и электрических нагрузок.

Рассмотрим в таблице 4-5 основные инвестиционные проекты филиала ОАО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Таблица 4-5. План финансирования инвестиционных проектов на период 2013-2015гг.

№№	Наименование объекта	План финансирования проекта		
		2013г.	2014г.	2015г.
1	Техническое перевооружение и реконструкция	344,11	791,53	563,38
1.1.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности	333,53	771,02	558,11
1.1.1	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№9 Модернизация КПП.	24,74		
1.1.2	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1.Модернизация газопроводов котла.	26,94		
1.1.3	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1.Модернизация КПП.	100,2		
1.1.4	Питательная турбина ПЭН-500А котел 11 №5. Установка трубопровода и питательного насоса.	96,01		
1.1.5	Паровая турбина Р-70/100-130-5 с генератором №9. Модернизация гидравлической системы автоматического регулирования с заменой на электрогидравлическую.	11,1		
1.1.6	Автоматизированный пост наблюдения. Внедрение автоматизированного поста наблюдения за состоянием атмосферного воздуха.	4,66		
1.1.7	Химобессоливающая установка. Модернизация схемы приема и установки обессоливания конденсата.	6,24	231,48	
1.1.8	Химобессоливающая установка. Установка аварийной сигнализации и монтаж вентиляции в помещении разгрузки химреагентов.	3,05		
1.1.9	Инженерно-технические сооружения охраны Нижекамской ТЭЦ (ПТК-1)	14,54	11,2	14,7

1.1.10	Релейный щит главного корпуса. Модернизация защит ОРУ-110 кВ с применением элегазовых ТН-110 кВм и ТТ-110 кВ. Монтаж резервного канала телеотключения (УПКЦ)	31,8		
1.1.11	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16. Модернизация газопроводов котла.	1,43	29,34	
1.1.12	Градирня №2. Реконструкция водораспределительной системы и вытяжной дашни градирни №2.	1,74	73,14	
1.1.13	Сооружение 2-х водонагревательных резервуаров, КТЦ-2. Реконструкция коллекторов №1,2 речной воды (1 этап – замена запорно-регулирующей арматуры, реконструкция узла учета).	2	28	
1.1.14	Котел ТГМ-84Б ст.№10 КТЦ-1. Модернизация тягодутьевых механизмов с установкой новых электродвигателей.		34	
1.1.15	Установка БРОУ-140/14 №3. Модернизация БРОУ.		47,26	
1.1.16	Паровая турбина Р-100-130/15 с генератором №3. Модернизация системы возбуждения.		37,05	
1.1.17	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №1. Модернизация схемы подачи греющего пара на ПВД-5,6,7.		7,05	
1.1.18	Химобессоливающая установка №1. Техническое перевооружение с внедрением метода микрофильтрации и противоточной схемы обессоливания.	9,06	165,58	144,27
1.1.19	ЗРУ-110 кВм. Модернизация ячейки №34 с внедрением элегазового выключателя ВГТЗ-110, микропроцессорных защит РЗА.		33,35	
1.1.20	ОРУ-110 кВ. Модернизация нейтралей блочных трансформаторов 2Т, 6Т, 7Т, 8Т с применением ТОУ.		2,8	

1.1.21	Система автоматического регулирования на ДНД-11-16, ДВД-11-13,15.		21	
1.1.22	Химобессоливающая установка №2. Реконструкция БЗК №2.		5,3	
1.1.23	Распределительное устройство КРУ-6 кВ 6 секция (главного корпуса). Модернизация 19 ячеек с внедрением вакуумных выключателей с микропроцессорными защитами.		12,85	
1.1.24	Здание главного корпуса. Модернизация лифтового хозяйства (лифт рез.№1792).		3,3	
1.1.25	Инженерно-дытовой корпус. Модернизация лифтового хозяйства (лифты рез.№№НЛ-1790, 1791).		3,55	
1.1.26	Здание главного корпуса. Модернизация сети освещения (1 этап – машзал главного корпуса).		7,55	
1.1.27	Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№10. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования.		4,74	40,06
1.1.28	Дымовая труба ж/б №1. Реконструкция газоходов котлов ст.№4,5.		0,94	13,98
1.1.29	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №4. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования, цепей технологических блокировок ПНД, ПВД.		0,49	6,51
1.1.30	Релейный щит главного корпуса. Модернизация ЩПТ-3 с установкой новой АБ.		1,54	49,47
1.1.31	ЗРУ-110 кВ. Модернизация ячеек №№18,20 с внедрением элегазовых выключателей ВГТЗ-110, микропроцессорных защит РЗА и ДЗШ-1,2,3,4 сек.шин.		1,8	32,8
1.1.32	ОРУ-110 кВ. Модернизация контура заземления.		1	6,5
1.1.33	Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№12. (1 пусковой комплекс		2,03	49,68

	— Модернизация газопроводов котла, 2 пусковой комплекс — Модернизация НВЭК).			
1.1.34	Мазутное хозяйство. Реконструкция кровельного перекрытия мазутного резервуара №5.		0,33	4,87
1.1.35	Котлоагрегат №6 ТГМ-84. Автоматизация дозирования гидразина в питательную воду котлов I, II очереди, автоматическая корректировка ввода фосфатов в котловую воду котлов I, II очереди.		0,66	21,51
1.1.36	Здание главного корпуса. Реконструкция кровли (1 этап — 3 очередь деаэрационного отделения главного корпуса в осях 1-40, ряд Б-В).		3,24	38,48
1.1.37	Деаэрационная установка ДПТС-1. Модернизация схемы подпитки теплосети.		0,47	11,79
1.1.38	Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №2. Модернизация автоматизированной системы контроля вибросостояния и мех.величин (защита).			6,97
1.1.39	Реконструкция здания ХВО-2 (переустройство кровли, парапета и фонарей) (ПТК-1) — 2-ой пусковой комплекс).			15,2
1.1.40	Мазутное хозяйство. Модернизация подогревателей мазута.			25,81
1.1.41	Химобессоливающая установка №1. Установка фильтр-пресса.			11,84
1.1.42	Химобессоливающая установка №2. Установка фильтр-пресса.			11,84
1.1.43	Здание главного корпуса. Модернизация сети освещения (2 этап — котельное отделение главного корпуса).			5,43
1.1.44	Химобессоливающая установка №1. Модернизация БОВ-1.			21,44
1.1.45	Котлоагрегат ТГМ-84А ст.№15. Модернизация газопроводного котла.			1,61

1.1.46	Композитный ТГМ-96Б ст.№16. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования.			5,21
1.1.47	Целевые мало и средне затратные пилотные объекты в рамках программы энергосбережения (НИОКР).			18,16
1.2.	Создание систем противоаварийной и режимной автоматики	6,7	16,51	
1.2.1	ЗРУ-110 кВ. Релейный щит ЗРУ-110 кВ: Модернизация автоматики частотной разгрузки I-IV секции шин 110 кВ НкТЭЦ, реализация дополнительной очереди АЧР-2.	6,7		
1.2.2	ЗРУ-110 кВ. Релейный щит ЗРУ-110 кВ: Реконструкция автоматики выделения Нижнекамской ТЭЦ ПТК-1 на работу с		16,51	
1.3.	Создание систем телемеханики и связи	4,58		
1.3.1	Корпоративная интегрированная IP-телефонная сеть. 2 пусковой комплекс (Нк ТЭЦ ПТК-1)	4,58		
1.4	Установка устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности			
2.	Новое строительство	2,3	4	5,27
2.1.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности			
2.2.	Прочее новое строительство	2,3	4	5,27
2.1.1	ОНМ (ВТУОТ)	0,19	0,5	0,67
2.1.2	ОНМ (кроме оргтехники)	2,12	3,5	4,6

Предприятие не планирует использовать заемные средства (о чем свидетельствует строка «оплата процентов за привлеченные кредитные ресурсы» в Инвестиционной программе ОАО «ТГК-16» на 2013-2015 гг.), таким образом, все мероприятия будут производиться за счет собственных средств компании.

Нами был проведен анализ собственных источников финансирования капитальных вложений ОАО «ТГК-16» (накопленная амортизация и нераспределенная чистая прибыль). Так, в годовой бухгалтерской отчетности компании за 2011г. указана динамика собственных источников финансирования за 2010-2011гг., предполагая аналогичный прирост накопленной амортизации и чистой прибыли компании, получим прогнозные значения этих показателей на 2012г. (рисунок 4-1):

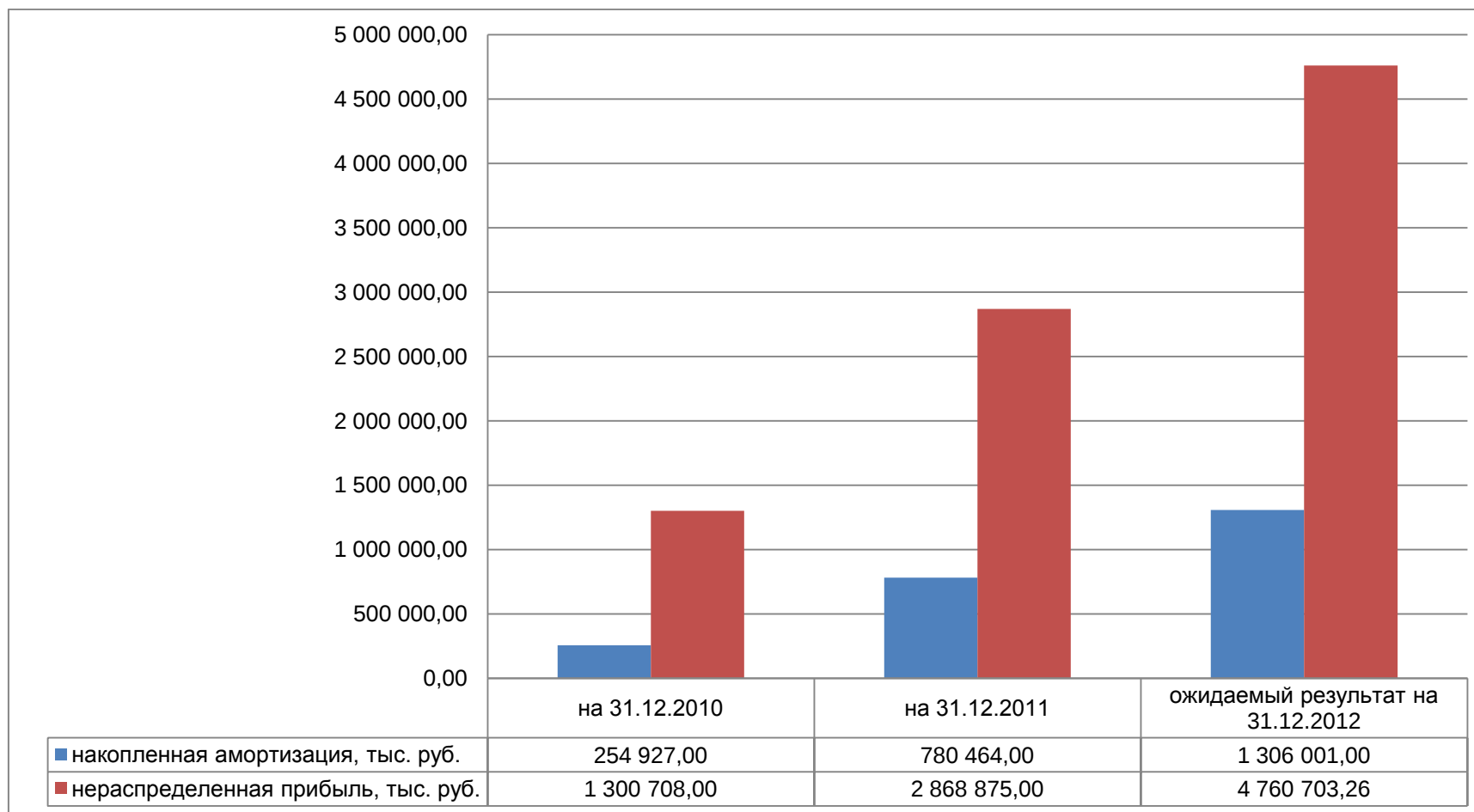


Рисунок 4-1. Собственные источники финансирования капитальных вложений ОАО «ТГК-16»

Как видно из графика, текущих фондов предприятия (в расчете на филиал ОАО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)) достаточно как для проведения первоочередных мероприятий, так и для финансирования мероприятий второй и третьей категории с учетом последующих накоплений в амортизационном фонде и получаемой чистой прибыли.

4.2.2. Реконструкция ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Таблица 4-6. План капвложений ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2012-2028 гг

Наименование мероприятий	Объем капвложений, млн.руб						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2028
Продление назначенного ресурса и модернизация т/а							
ПТ-135/165-130/15 см.№1							595,638
ПТ-135/165-130/15 см.№2						259,445	297,819
Р-40-130/31							266,470
Продление ресурса энергетических котлов							
ТГМЕ-464 см.№1	149,800	178,262					
ТГМЕ-464 см.№2							
ТГМЕ-464 см.№3							
ТГМЕ-464 см.№4		178,262	194,306				
ТГМЕ-464 см.№5	149,800	178,262					
ТГМЕ-464 см.№6							
ТГМЕ-464 см.№7							
ТГМЕ-464 см.№8							
ТГМЕ-464 см.№9							
Замена насосного оборудования		76,398	83,274			97,300	
Реконструкция паропроводов						258,188	
Замена бойлеров							182,091
ИТОГО:	299,60	611,184	277,579	0,000	0,000	614,933	1342,018
ВСЕГО	3145,315						

Источниками финансирования капитальных вложений могут стать собственные средства ООО «Нижекамская ТЭЦ», такие как накопленная амортизация и нераспределенная чистая прибыль предприятия, по данным бухгалтерского баланса на конец 2011г. нераспределенная прибыль компании составила 312234 тыс. руб., в то время как на конец 2010г. она составляла 120381 тыс. руб. Накопленная амортизация выросла с 63409 тыс. руб. на 31 декабря 2010г. до 196.478 тыс. руб. на 31 декабря 2011г. При начислении в 2012г. амортизации в том же размере, а также с учетом аналогичного прироста чистой прибыли за 2012 год к 2013 году предприятие будет иметь достаточно ресурсов для финансирования капитальных вложений в обновление и модернизацию основных фондов предприятия.

4.3. Объем инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и источники финансирования мероприятий

4.3.1. Объем инвестиций и источники финансирования мероприятий ОАО «НЧТК»

Таблица 4-7. Инвестиционная программа ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

№ п.п.	Инвестиционный проект		Технические характеристики проекта			Год начала строительс тва	Год окончания строительс тва	Наличи е ПСД (да/ нет)	Сметная стоимос ть в тек. ценах, (тыс.руб.)	Финансирование (тыс.руб. без НДС)				Экономическ ий эффект, тыс.руб./год	Срок окупае мости, лет
	Наименование инвестиционно го проекта, объекта и работ	Цель реализации	Вводимая мощность, протяжен ность сетей и т.д.	Ед.изм	Значение					в т.ч. по годам					
										Всего	2013 год проекта	2014 год проекта	2015 год проекта		
Раздел 1. Строительство и реконструкция объектов в целях обеспечения надежности работы, повышения качества оказываемых услуг															
1.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности															
1.1.1	Реконструкция тепловода №1 от ТК-6а до ТК-11 по ул.Корабельная. 2,3,4 пуск.компл.	увеличить надежность теплоснабжения потребителей, сократить тепловые потери	протяжен ность	п.м.	2189,85	2012	2014	да	82272,0	82272,0	43376	38896		683,9	41
1.1.2	Монтаж устройств компенсации реактивной мощности на насосных станциях в г.Нижнекамск	Повышение энергоэффективности.	устройств во КРМ	ед.	12	2013	2013	нет	0,0	8310	8310			275,6	17
1.1.3	Реконструкция электротехнич еской части и автоматизация подкачивающей насосной станции №3 г.Нижнекамск (ПНС-3)	Повышение надежности теплоснабжения и энергоэффективнсти.	здание	ед.	1	2014	2014	да	44646,0	44646		44646		4105	8
1.1.4	Система сбора и очистки поверхностных сточных вод с территории производственн ой базы НкЭР	Вода в результате очистки поверхностных вод может в дальнейшем использоваться без нанесения вреда экологии.	система	ед.	1	2013	2013	нет	0,0	603	603				

№ п.п.	Инвестиционный проект		Технические характеристики проекта			Год начала строительс тва	Год окончания строительс тва	Наличи е ПСД (да/ нет)	Сметная стоимос ть в тек. ценах, (тыс.руб.)	Финансирование (тыс.руб. без НДС)				Экономическ ий эффект, тыс.руб/год	Срок окупае мости, лет
	Наименование инвестиционно го проекта, объекта и работ	Цель реализации	Вводимая мощность, протяжен ность сетей и т.д.	Ед.изм	Значение					в т.ч. по годам					
										Всего	2013 год проекта	2014 год проекта	2015 год проекта		
1.1.5	Реконструкция тепловода №1 от ф-ла ОАО "ТГК-16" до ПНС -1. 1 пусковой комплекс	увеличить надежность теплоснабжения потребителей, сократить тепловые потери	протяжен ность	п.м.	500	2015	2020	нет	0,0	19799			19799	254,9	32
1.1.6	ПИР будущих лет	проектирование объектов 2012-2013гг.						нет		3533,0	0	1071	2462		
1.2 Прочие проекты															
Всего по разделу 1.									126918	159163	52289	84613	22261		
Раздел 2. Строительство и реконструкция объектов в целях присоединения новых потребителей и увеличения мощности объектов															
2.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности															
2.2 Прочие проекты															
Всего по разделу 2.					п.м.	0			0	0	0	0	0		
ИТОГО					п.м.	2689,85			126918	159163	52289	84613	22261		

Таблица 4-8. Перечень инвестиционных проектов, плановый объем финансирования ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Технические характеристики объектов до реконструкции					Технические характеристики объектов после реконструкции/строительства							Плановый объем финансирования, тыс.руб.				
		год ввода в эксплуатаци ю	Нормативн ый срок службы, лет	мощность, протяженнос ть сетей и т.д.	Ед.из м	Значени е	Нормативн ый срок службы, лет	Вводимая мощность, протяженнос ть сетей и т.д.	Ед.из м	план ввода				Всего	ПИР	СМР	оборудов ание и материал ы	прочие
										всего	2013 год проект а	2014 год проект а	2015 год проект а					
Раздел I. Строительство и реконструкция объектов в целях обеспечения надежности работы, повышения качества оказываемых услуг																		
1.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности																		
1.1.1	Реконструкция тепловда №1 от ТК-6а до ТК-11 по ул.Корабельная. 2,3,4 пуск.компл.	1988	25	протяженнос ть	п.м.	2189,85	25	протяженнос ть	п.м.	2189,8 5	1263,17	926,68		82272		77063		5209
1.1.2	Монтаж устройств компенсации реактивной мощности на насосных станциях в г.Нижнекамск			количество УКРМ	ед.	12	10	количество УКРМ	ед.	12	12			8310		7566		744
1.1.3	Реконструкция электротехническ ой части и автоматизация подкачивающей насосной станции №3 г.Нижнекамск (ПНС-3)	1976	25	здание	ед.	1	10	здание	ед.	1		1		44646		5655	35057	3934
1.1.4	Система сбора и очистки поверхностных сточных вод с территории производственной базы НкЭР			система очистки	ед.	1	7	система очистки	ед.	1	1			603	154	190,6	202	56,4
1.1.5	Реконструкция тепловда №1 от ф-ла ОАО "ТГК- 16" до ПНС -1. 1 пусковой комплекс	1968	25	протяженнос ть	п.м.	500	25	протяженнос ть	п.м.	500			500	19799		17681		2118
1.1.6	ПИР будущих лет													3533	3533			0

1.2 прочие проекты																	
Итого по разделу 1																	
Раздел 2. Строительство и реконструкция объектов в целях присоединения новых потребителей и увеличения мощности объектов																	
1.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности																	
1.2 прочие проекты																	
Итого по разделу 1																	
Всего:			протяженнос ть	п.м.	2689,85				2689,8 5	1263,17	926,68	500	159163, 0	3687, 0	108155, 6	35259,0	12061, 4

Таблица 4–9. План финансирования инвестиционной программы ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

№№ п/п	Наименование инвестиционного проекта, объекта и работ	Источники финансирования	Финансирование инвестиционной программы (тыс.руб. без НДС)															
			Всего	в т.ч. по годам														
				2013 год проекта, в т.ч. ко кварталам					2014 год проекта, в т.ч. ко кварталам					2015 год проекта, в т.ч. ко кварталам				
				Всего	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	Всего	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв	Всего	1 кв	2 кв	3 кв	4 кв
Раздел 1. Строительство и реконструкция объектов в целях обеспечения надежности работы, повышения качества оказываемых услуг																		
1.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности																		
1.1.1	Реконструкция тепловода №1 от ТК-6а до ТК-11 по ул.Корабельная. 2,3,4 пуск.компл.	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	65 108	26212		3931,8	17037,8	5242,4	38 896		5834	25 282	7 779					
		2. Амортизация	17 164	17164		2574,6	11156,6	3432,8	-									
		3. Инвестнадбавка	-	0														
		4. Бюджет	-	0														
		5. Прочие собственные средства	-	0														
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0														
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0														
		кредиты	-	0														
		облигационные займы	-	0														
		займы организаций	-	0														
		средства внешних инвесторов	-	0														
		использование		0														

		лизинга	-															
		итого	82 272	43376	0	6506,4	28194,4	8675,2	38896	0	5834,4	25282,4	7779,2	0	0	0	0	0
1.1.2	Монтаж устройств компенсации реактивной мощности на насосных станциях в г.Нижнекамск	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	-	0														
		2. Амортизация	8 310	8310			4155	4155	-					0				
		3. Инвестиционная	-	0					-					0				
		4. Бюджет	-	0										0				
		5. Прочие собственные средства	-	0										0				
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0										0				
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0										0				
		кредиты	-	0										0				
		облигационные займы	-	0										0				
		займы организаций	-	0										0				
		средства внешних инвесторов	-	0										0				
		использование лизинга	-	0										0				
		итого	8 310	8310	0	0	4155	4155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.3	Реконструкция электротехнической части и автоматизация подкачивающей насосной станции №3 г.Нижнекамск (ПНС-3)	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)												0				
		2. Амортизация	44 646	0					44 646		4465	29 020	11 162	0				
		3. Инвестиционная	-	0										0				
		4. Бюджет	-	0										0				
		5. Прочие собственные средства	-	0										0				
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0										0				
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0										0				

		кредиты	-	0									0				
		облигационные займы	-	0									0				
		займы организаций	-	0									0				
		средства внешних инвесторов	-	0									0				
		использование лизинга	-	0									0				
		итого	44 646	0	0	0	0	0	44646	0	4464,6	29019,9	11161,5	0	0	0	0
1.1.4	Система сбора и очистки поверхностных сточных вод с территории производственной базы НкЭР	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	-	0									0				
		2. Амортизация	603	603			603		-				0				
		3. Инвестиционная	-	0					-				0				
		4. Бюджет	-	0									0				
		5. Прочие собственные средства	-	0									0				
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0									0				
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0									0				
		кредиты	-	0									0				
		облигационные займы	-	0									0				
		займы организаций	-	0									0				
		средства внешних инвесторов	-	0									0				
		использование лизинга	-	0									0				
		итого	603	603	0	0	603	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.5	Реконструкция тепловода №1 от ф-ла ОАО "ТГК-16" до ПНС -1. 1 пусковой комплекс	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	19 799	0									19799		2969,85	12869,35	3959,8
		2. Амортизация	-	0					-				0				

		3. Инвестнадбавка	-	0					-				0				
		4. Бюджет	-	0									0				
		5. Прочие собственные средства	-	0									0				
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0									0				
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0									0				
		кредиты	-	0									0				
		облигационные займы	-	0									0				
		займы организаций	-	0									0				
		средства внешних инвесторов	-	0									0				
		использование лизинга	-	0									0				
		итого	19 799	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19799	0	2969,85	12869,35	3959,8
1.1.6	ПИР будущих лет	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	-	0									0				
		2. Амортизация	3 533	0				1 071				1 071	2462				2462
		3. Инвестнадбавка	-	0				-					0				
		4. Бюджет	-	0									0				
		5. Прочие собственные средства	-	0									0				
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0									0				
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0									0				
		кредиты	-	0									0				
		облигационные займы	-	0									0				
		займы организаций	-	0									0				
		средства внешних инвесторов	-	0									0				

		использование лизинга	-	0									0					
		итого	3 533	0	0	0	0	0	1071	0	0	0	1071	2462	0	0	0	2462
1.2 Прочие проекты																		
		1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	-	0									0					
		2. Амортизация		0									0					
		3. Инвестнадбавка	-	0									0					
		4. Бюджет	-	0									0					
		5. Прочие собственные средства	-	0									0					
		в т.ч. средства допэмиссии	-	0									0					
		6. Заемные средства, в т.ч.	-	0									0					
		кредиты	-	0									0					
		облигационные займы	-	0									0					
		займы организаций	-	0									0					
		средства внешних инвесторов	-	0									0					
		использование лизинга	-	0									0					
		итого	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого по разделу 1		1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	84 907	26212	0	3931,8	17037,8	5242,4	38896	0	5834,4	25282,4	7779,2	19799	0	2969,85	12869,3 5	3959,8
		2. Амортизация	74 256	26077	0	2574,6	15914,6	7587,8	45717	0	4464,6	29019,9	12232, 5	2462	0	0	0	2462
		3. Инвестнадбавка	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4. Бюджет	-										0					
		5. Прочие собственные средства	-										0					
		в т.ч. средства											0					

		допэмиссии	-															
		6. Заемные средства, в т.ч.	-											0				
		кредиты	-											0				
		облигационные займы	-											0				
		займы организаций	-											0				
		средства внешних инвесторов	-											0				
		использование лизинга	-											0				
		итого	159 163	52289	0	6506,4	32952,4	12830,2	84613	0	10299	54302,3	20011,7	22261	0	2969,85	12869,35	6421,8
Раздел 2. Строительство и реконструкция объектов в целях присоединения новых потребителей и увеличения мощности объектов																		
2.1 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности																		
2.1.1		1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)											0					
		2. Амортизация											0					
		3. Плата за подключение											0					
		4. Бюджет											0					
		5. Прочие собственные средства											0					
		в т.ч. средства допэмиссии											0					
		6. Заемные средства, в т.ч.											0					
		кредиты											0					
		облигационные займы											0					
		займы организаций											0					
		средства внешних инвесторов											0					
		использование лизинга											0					
		итого		0									0					
2.2 Прочие проекты																		
2.2.1		1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)																

	2. Амортизация																
	3. Плата за подключение																
	4. Бюджет																
	5. Прочие собственные средства																
	в т.ч. средства допэмиссии																
	6. Заемные средства, в т.ч.																
	кредиты																
	облигационные займы																
	займы организаций																
	средства внешних инвесторов																
	использование лизинга																
	итого		0														
Итого по разделу 2	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)																
	2. Амортизация																
	3. Плата за подключение																
	4. Бюджет																
	5. Прочие собственные средства																
	в т.ч. средства допэмиссии																
	6. Заемные средства, в т.ч.																
	кредиты																
	облигационные займы																
	займы организаций																
	средства внешних инвесторов																
	использование лизинга																
	итого		0														
Всего по инвестиционной программе	1. Прибыль на развитие производства (без учета налога на прибыль)	84 907	26 212	-	3 932	17 038	5 242	38 896	-	5 834	25 282	7 779	19 799	-	2 970	12 869	3 960

	2. Амортизация	74 256	26 077	-	2 575	15 915	7 588	45 717	-	4 465	29 020	12 233	2 462	-	-	-	2 462
	3. Инвестнадбавка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4. Плата за подключение	-															
	5. Бюджет	-															
	6. Прочие собственные средства	-															
	в т.ч. средства допэмиссии	-															
	7. Заемные средства, в т.ч.	-															
	кредиты	-															
	облигационные займы	-															
	займы организаций	-															
	средства внешних инвесторов	-															
	использование лизинга	-															
	Всего	159 163	52 289	-	6 506	32 952	12 830	84 613	-	10299	54 302	20 012	22 261	-	2 970	12 69	6 422

5. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

5.1. Эффективность инвестиций филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Мероприятия, предполагающие расчет экономического эффекта:

1. Питательная турбина ПЭН-500А котел 11 №5. Установка трубопровода и питательного насоса. Полная стоимость проекта составляет 96,01 млн. рублей.

NPV=112,38 млн.рублей

IRR=38,6%

Срок окупаемости (простой)=4,74 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=5,96 лет

2. Градирня №2. Реконструкция водораспределительной системы и вытяжной башни градирни №2. Полная стоимость проекта составляет 74,88 млн.рублей.

NPV=93,38 млн.рублей

IRR=39,6%

Срок окупаемости (простой)=4,5 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=5,55 лет

3. Паровая турбина ПТ-60-130-13 с генератором №1. Модернизация схемы подачи греющего пара на ПВД-5,6,7. Полная стоимость проекта составляет 7,05 млн.рублей.

NPV=29,91 млн.рублей

IRR=95,6%

Срок окупаемости (простой)=1,98 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=2,18 года

4. Котлоагрегат ТГМ-84Б ст.№10. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования. Полная стоимость проекта составляет 44,79 млн.рублей.

NPV=6,54 млн.рублей

IRR=20,3%

Срок окупаемости (простой)=6,04 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=9,45 лет

5. Химобессоливающая установка №1. Установка фильтр-пресса. Полная стоимость проекта составляет 11,84 млн.рублей.

NPV=72 млн.рублей

IRR=114,5%

Срок окупаемости (простой)=1,82 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=1,96 года

6. Химобессоливающая установка №2. Установка фильтр-пресса. Полная стоимость проекта составляет 11,84 млн.рублей.

NPV=72 млн.рублей

IRR=114,5%

Срок окупаемости (простой)=1,82 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=1,96 года

7. Котлоагрегат ТГМ-96Б ст.№16. Модернизация автоматизированной системы контроля и регулирования. Полная стоимость проекта составляет 49,27 млн.рублей.

NPV=1,9 млн.рублей

IRR=17,2%

Срок окупаемости (простой)=6,62 года

Срок окупаемости (дисконтированный)=11,14 лет.

По остальным инвестиционным проектам расчет экономического эффекта не предусмотрен.

5.2. Эффективность инвестиций ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Все мероприятия, осуществляющиеся в ООО «Нижнекамская ТЭЦ», направлены на продление паркового ресурса и (или) вывод оборудования из рабочего цикла. К таким мероприятиям относятся экспертиза промышленной безопасности, комплекс плановых мероприятий, поддерживающих установки в работоспособном состоянии (согласно графику планово-предупредительного ремонта), что не предполагает расчет эффективности мероприятий.

5.3. Эффективность инвестиций ОАО «НЧТК»

5.3.1. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от ТК 21 до ТК 23 по ул.Юности

Таблица 5-1. Доход от сокращения потерь воды и тепла

№	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2028 г.
1	Экономия тепловых потерь	Гкал	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32	114,32
2	Тариф на тепло	руб.	634,53	704,32	781,80	867,80	963,25	1069,21	1186,83	1317,38	1462,29	1623,14	1801,68	1999,87	2219,86	2464,04	2 735,08
3	Сумма экономии потерь	тыс.руб.	72,539	80,518	89,375	99,207	110,12	122,23	135,68	150,6	167,17	185,56	205,97	228,63	253,77	281,69	312,67
4	Экономия потери тепла	Гкал	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46	28,46
5	Экономия утечки воды	м3	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98	364,98
6	Тариф на воду	руб.	39,32	43,65	48,45	53,78	59,69	66,26	73,55	81,64	90,62	100,58	111,65	123,93	137,56	152,69	169,49
7	Сумма экономии потерь воды и тепла	тыс.руб.	32,41	35,97	39,93	44,32	49,20	54,61	60,62	67,28	74,68	82,90	92,02	102,14	113,38	125,85	139,69
Итого сумма экономии (стр.3+стр.7)		тыс.руб.	104,946	116,490	129,303	143,527	159,315	176,839	196,292	217,884	241,851	268,455	297,985	330,763	367,147	407,533	452,36

Таблица 5-2. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	Сумма инвестиций	млн. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Чистый доход денежных средств	млн. руб.	0,105	0,116	0,129	0,144	0,159	0,177	0,196	0,218	0,242	0,268	0,298	0,331	0,367	0,408	0,452
3	Коэффициент		0,9217	0,8495	0,7829	0,7216	0,6651	0,613	0,5649	0,5207	0,4799	0,4423	0,4076	0,3757	0,3463	0,3191	0,2941

	дисконтирования																
4	Дисконтированны е инвестиции (стр.1*стр.3)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Дисконтированны й денежный доход (стр.2*стр.3)	млн. руб.	0,0968	0,0985	0,101	0,1039	0,1057	0,1085	0,1107	0,1135	0,1161	0,1185	0,1215	0,1244	0,1271	0,1301	0,133
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн. руб.	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476
7	Кумулятивная дисконтированны я величина инвестиций	млн. руб.	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476	2,476
8	Кумулятивная величина дохода	млн. руб.	0,105	0,221	0,35	0,494	0,653	0,83	1,026	1,244	1,486	1,754	2,052	2,383	2,75	3,1575	3,6095
9	Кумулятивная дисконтированны я величина дохода	млн. руб.	0,0968	0,1953	0,2963	0,4002	0,506	0,6144	0,7252	0,8387	0,9548	1,0733	1,1948	1,3192	1,4463	1,5763	1,7093
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.2- стр.1)	млн. руб.	-2,371	-2,255	-2,126	-1,982	-1,823	-1,646	-1,45	-1,232	-0,99	-0,722	-0,424	-0,093	0,274	0,6815	1,1335
11	Дисконтированны й денежный поток с нарастающим итогом	млн. руб.	-2,379	-2,281	-2,18	-2,076	-1,97	-1,862	-1,751	-1,637	-1,521	-1,403	-1,281	-1,157	-1,03	-0,9	-0,767
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	13														
13	Дисконтированны й срок окупаемости инвестиций	лет	15,0														

5.3.2.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловда (Город 1) от ТК 6А до ТК 11 по ул.Корабельная

Таблица 5-3. Доход от сокращения потерь воды и тепла

Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2027 г.	2028 г.
------------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

№																			
1	Экономия тепловых потерь	Гкал	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,49	949,4898	949,4898	949,4898
2	Тариф на тепло	руб.	634,53	704,32	781,80	867,80	963,25	1069,21	1186,83	1317,38	1462,29	1623,14	1801,68	1999,87	2219,86	2464,04	2 735,08	3 035,94	3 369,90
3	Сумма экономии потерь	тыс.руб.	602,475	668,748	742,310	823,964	914,600	1015,206	1126,879	1250,835	1388,427	1541,154	1710,681	1898,856	2107,730	2339,581	2596,934	2882,597	3199,683
4	Экономия потери тепла	Гкал	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92	726,92
5	Экономия утечки воды	м3	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64	9323,64
6	Тариф на воду	руб.	32,77	36,37	40,37	44,81	49,74	55,21	61,29	68,03	75,51	83,82	93,04	103,27	114,63	127,24	141,24	156,78	174,02
7	Сумма экономии потерь воды и тепла	тыс.руб.	766,76	851,10	944,72	1048,64	1163,99	1292,03	1434,16	1591,91	1767,02	1961,39	2177,15	2416,63	2682,46	2977,54	3305,06	3668,62	4072,17
Итого сумма экономии (стр.3+стр.7)			1369,23 3	1519,849	1687,03 2	1872,606	2078,59 2	2307,238	2561,034	2842,747	3155,450	3502,549	3887,83 0	4315,491	4790,195	5317,116	5901,999	6551,219	7271,853

Таблица 5–4. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	17,056	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	1,369	1,520	1,687	1,873	2,079	2,307	2,561	2,843	3,155	3,503	3,888	4,315	4,790	5,317	5,902	6,551	7,272
3	Коэффициент дисконтирования:		0,9217	0,8495	0,7829	0,7216	0,6651	0,613	0,5649	0,5207	0,4799	0,4423	0,4076	0,3757	0,3463	0,3191	0,2941	0,2711	0,2303
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)		14,488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	1,163	1,19	1,217	1,245	1,274	1,303	1,333	1,364	1,396	1,428	1,461	1,494	1,529	1,564	1,6	1,637	1,675
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386	39,386
7	Кумулятивная дисконтированная	млн.руб.	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05	38,05

	величина инвестиций																		
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	1,369	2,889	4,576	6,449	8,528	10,835	13,396	16,239	19,394	22,897	26,785	31,1	35,89	41,207	47,109	53,66	60,932
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	1,163	2,353	3,57	4,815	6,089	7,392	8,725	10,089	11,485	12,913	14,374	15,868	17,397	18,961	20,561	22,198	23,873
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.2*стр.1)	млн.руб.	-38,02	-36,5	-34,81	-32,94	-30,86	-28,55	-25,99	-23,15	-19,99	-16,49	-12,6	-8,286	-3,496	1,821	7,723	14,274	21,546
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.5*стр.4)	млн.руб.	-36,89	-35,7	-34,48	-33,24	-31,96	-30,66	-29,33	-27,96	-26,57	-25,14	-23,68	-22,18	-20,65	-19,09	-17,49	-15,85	-14,18
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	14																
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	25,0																

5.3.3.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от НКТЭЦ до оп.375 1,2 пусковой комплексы ПО

Таблица 5-5. Доход от сокращения потерь воды и тепла

№	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия тепловых потерь	Гкал	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08	2423,08	2 423,08	2 423,08	2 423,08
2	Тариф на тепло	руб.	556,60	617,83	685,79	761,23	844,96	937,91	1 041,07	1 155,59	1 282,71	1 423,81	1 580,43	1 754,27	1 947,24	2 161,44	2 399,20	2 663,11
3	Сумма экономии потерь	тыс.руб.	1 348,688	1 497,044	1 661,719	1844,508	2047,403	2272,618	2522,606	2800,092	3 108,103	3449,994	3829,493	4250,737	4718,319	5237,334	5813,440	6452,919
4	Экономия потери тепла	Гкал	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19	2 008,19
5	Экономия утечки воды	м3	25 757,60	25 757,60	25 757,60	25 757,60	25 757,60	25 757,60	25 757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60	25757,60
6	Тариф на воду	руб.	34,49	38,29	42,50	47,17	52,36	58,12	64,51	71,61	79,49	88,23	97,94	108,71	120,67	133,94	148,67	165,03
7	Сумма экономии потерь воды и тепла	тыс.руб.	2 006,19	2 226,87	2 471,83	2 743,73	3 045,54	3 380,54	3 752,40	4 165,17	4 623,34	5 131,90	5 696,41	6 323,02	7 018,55	7 790,59	8 647,56	9 598,79
Итого сумма экономии (стр.3+стр.7)		тыс.руб.	3 354,877	3 723,913	4133,544	4 588,233	5 092,939	5 653,162	6 275,010	6965,261	7731,440	8581,899	9525,908	10573,757	11736,871	13027,926	14460,998	16051,708

Таблица 5-6. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	45,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	3,355	3,724	4,134	4,588	5,093	5,653	6,275	6,965	7,731	8,582	9,526	10,574	11,737	13,028	14,461	16,052
3	Коэффициент дисконтирования:		0,9217	0,8495	0,7829	0,7216	0,6651	0,613	0,5649	0,5207	0,4799	0,4423	0,4076	0,3757	0,3463	0,3191	0,2941	0,2711
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)		42,212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	3,0922	3,1634	3,2365	3,3106	3,3871	3,465	3,5449	3,6265	3,71	3,7957	3,8832	3,9727	4,0642	4,1578	4,2536	4,3517
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6

7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012	88,012
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	3,355	7,079	11,213	15,801	20,894	26,547	32,822	39,787	47,518	56,1	65,626	76,2	87,937	100,97	115,43	131,48
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	3,0922	6,2556	9,4921	12,803	16,19	19,655	23,2	26,826	30,536	34,332	38,215	42,188	46,252	50,41	54,663	59,015
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.2*стр.1)	млн.руб.	-88,25	-84,52	-80,39	-75,8	-70,71	-65,05	-58,78	-51,81	-44,08	-35,5	-25,97	-15,4	-3,663	9,365	23,826	39,878
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.5*стр.4)	млн.руб.	-84,92	-81,76	-78,52	-75,21	-71,82	-68,36	-64,81	-61,19	-57,48	-53,68	-49,8	-45,82	-41,76	-37,6	-33,35	-29
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	14															
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	22,9															

5.3.4.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город – 1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК – 6а до ТК – 4 по ул. Корабельная L=750,1 п.м.

Таблица 5-7. Доход от сокращения потерь тепла

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия по тепловой энергии	Гкал	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51	396,51
2	Тариф на тепло	руб.	566,92	623,61	685,97	753,89	824,75	900,63	964,57	994,48	1026,30	1069,40	1108,97	1147,78	1184,51	1220,05	1262,75	1 312,00
3	Сумма экономии тепла	тыс.руб.	224,790	247,269	271,996	298,923	327,022	357,108	382,463	394,319	406,938	424,029	439,718	455,108	469,672	483,762	500,693	520,221

Таблица 5-8. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020г.	2021 г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	26,212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	0,225	0,247	0,272	0,299	0,327	0,357	0,382	0,394	0,407	0,424	0,440	0,455	0,470	0,484	0,501	0,520
3	Коэффициент дисконтирования		0,9217	0,8495	0,7829	0,7216	0,6651	0,613	0,5649	0,5207	0,4799	0,4423	0,4076	0,3757	0,3463	0,3191	0,2941	0,2711
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	26,212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	0,2074	0,2098	0,213	0,2157	0,2175	0,2188	0,2158	0,2051	0,1953	0,1875	0,1794	0,1709	0,1627	0,1545	0,1474	0,141
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212

7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212	26,212
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	0,225	0,472	0,744	1,043	1,37	1,727	2,109	2,503	2,91	3,334	3,774	4,229	4,699	5,183	5,684	6,204
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	0,2074	0,4172	0,6301	0,8459	1,0634	1,2822	1,498	1,7031	1,8984	2,086	2,2653	2,4363	2,599	2,7535	2,9009	3,0418
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8–стр.6)	млн.руб.	-25,99	-25,74	-25,47	-25,17	-24,84	-24,49	-24,1	-23,71	-23,3	-22,88	-22,44	-21,98	-21,51	-21,03	-20,53	-20,01
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.9–стр.7)	млн.руб.	-26	-25,79	-25,58	-25,37	-25,15	-24,93	-24,71	-24,51	-24,31	-24,13	-23,95	-23,78	-23,61	-23,46	-23,31	-23,17
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	38,5															
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	137,6															

5.3.5.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода (Город – 1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК – 6а до ТК – 4 по ул. Корабельная L=7 926,7 п.м.

Таблица 5-9. Доход от сокращения потерь тепла

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия по тепловой энергии	Гкал	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74	489,74
2	Тариф на тепло	руб.	623,61	685,97	753,89	824,75	900,63	964,57	994,48	1026,30	1069,40	1108,97	1147,78	1184,51	1220,05	1262,75	1 312,00
3	Сумма экономии тепла	тыс.руб.	305,408	335,949	369,208	403,914	441,074	472,390	487,034	502,619	523,729	543,107	562,116	580,104	597,507	618,420	642,538

Таблица 5-10. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	38,896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	0,305	0,336	0,369	0,404	0,441	0,472	0,487	0,503	0,524	0,543	0,562	0,580	0,598	0,618	0,643
3	Коэффициент дисконтирования		1	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,63	0,583	0,54	0,5	0,463	0,429	0,397	0,368	0,34
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	38,896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	0,305	0,3111	0,3162	0,3208	0,3241	0,3214	0,3068	0,2932	0,283	0,2715	0,2602	0,2488	0,2374	0,2274	0,2186
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896	38,896
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	0,305	0,641	1,01	1,414	1,855	2,327	2,814	3,317	3,841	4,384	4,946	5,526	6,124	6,742	7,385
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	0,305	0,6161	0,9324	1,2531	1,5773	1,8987	2,2055	2,4988	2,7817	3,0532	3,3134	3,5623	3,7997	4,0271	4,2457
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8–стр.6)	млн.руб.	-38,59	-38,26	-37,89	-37,48	-37,04	-36,57	-36,08	-35,58	-35,06	-34,51	-33,95	-33,37	-32,77	-32,15	-31,51

11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.9–стр.7)	млн.руб.	-38,59	-38,28	-37,96	-37,64	-37,32	-37	-36,69	-36,4	-36,11	-35,84	-35,58	-35,33	-35,1	-34,87	-34,65
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	40,6														
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	143,3														

5.3.6.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода № 1 от филиала ОАО “ТГК-16” до ПНС -1

Таблица 5-11. Доход от сокращения потерь тепла

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия по тепловой энергии	Гкал	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91	627,91
2	Тариф на тепло	руб.	406,02	446,62	491,28	539,92	590,67	645,01	690,80	712,22	735,01	765,88	794,22	822,02	848,32	873,77	904,35	939,62
3	Сумма экономии тепла	тыс.руб.	254,91	280,46	308,49	339,08	370,886	405,008	433,763	447,210	461,521	480,905	498,698	516,152	532,669	548,649	567,852	589,998

Таблица 5-12. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	19,799	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	0,255	0,280	0,308	0,339	0,371	0,405	0,434	0,447	0,462	0,481	0,499	0,516	0,533	0,549	0,568	0,590
3	Коэффициент дисконтирования		1	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,63	0,583	0,54	0,5	0,463	0,429	0,397	0,368	0,34	0,315
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	19,799	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	0,255	0,2593	0,264	0,269	0,273	0,276	0,273	0,261	0,249	0,241	0,231	0,221	0,212	0,202	0,193	0,186
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799	19,799
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	0,255	0,535	0,843	1,182	1,553	1,958	2,392	2,839	3,301	3,782	4,281	4,797	5,33	5,879	6,447	7,037
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	0,255	0,5143	0,7782	1,0472	1,3202	1,5962	1,8692	2,1302	2,3792	2,6202	2,8512	3,0722	3,2842	3,4862	3,6792	3,8652
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8–стр.6)	млн.руб.	–19,54	–19,26	–18,96	–18,62	–18,25	–17,84	–17,41	–16,96	–16,5	–16,02	–15,52	–15	–14,47	–13,92	–13,35	–12,76
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.9–стр.7)	млн.руб.	–19,54	–19,28	–19,02	–18,75	–18,48	–18,2	–17,93	–17,67	–17,42	–17,18	–16,95	–16,73	–16,51	–16,31	–16,12	–15,93
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	31,7															
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	113,2															

5.3.7. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по монтажу устройств компенсации реактивной мощности на ПНС -1, 2, 4, 5, 6, 7 УКРМ представлен в следующих таблицах.

Таблица 5-13. Доход от экономии электроэнергии

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия по электрической энергии	кВт/час	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00	100690,00
2	Тариф на электроэнергию	руб.	2,737	3,010	3,312	3,639	3,981	4,348	4,656	4,801	4,954	5,163	5,354	5,541	5,718	5,890	6,096	6,334
3	Сумма экономии электроэнергии	тыс.руб.	275,568	303,125	333,438	366,448	400,894	437,776	468,859	483,393	498,862	519,814	539,047	557,914	575,767	593,040	613,796	637,734

Таблица 5-14. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	8,310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	0,276	0,303	0,333	0,366	0,401	0,438	0,469	0,483	0,499	0,520	0,539	0,558	0,576	0,593	0,614	0,638
3	Коэффициент дисконтирования		1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463	0,429	0,397	0,368	0,340	0,315
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	8,310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	0,276	0,281	0,286	0,291	0,295	0,298	0,295	0,282	0,270	0,260	0,250	0,239	0,229	0,218	0,209	0,201
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310	8,310
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	0,276	0,579	0,912	1,279	1,679	2,117	2,586	3,070	3,568	4,088	4,627	5,185	5,761	6,354	6,968	7,605
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	0,276	0,556	0,842	1,133	1,428	1,726	2,021	2,303	2,573	2,833	3,082	3,322	3,550	3,768	3,977	4,178
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8-стр.6)	млн.руб.	-8,034	-7,731	-7,398	-7,031	-6,631	-6,193	-5,724	-5,240	-4,742	-4,222	-3,683	-3,125	-2,549	-1,956	-1,342	-0,705
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом	млн.руб.	-8,034	-7,754	-7,468	-7,177	-6,882	-6,584	-6,289	-6,007	-5,737	-5,477	-5,228	-4,988	-4,760	-4,542	-4,333	-4,132

	(стр.9-стр.7)																
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	17,1														
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	49,4														

5.3.8.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции электротехнической части и автоматизация ПНС – 3

Таблица 5-15. Доход от экономии электроэнергии

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Экономия по электрической энергии	кВт/час	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00	1 200 000,00
2	Тариф на электроэнергию	руб.	3,421	3,763	4,139	4,549	4,977	5,435	5,821	6,001	6,193	6,453	6,692
3	Сумма экономии электроэнергии	тыс.руб.	4 105,200	4 515,720	4 967,292	5 459,054	5 972,205	6 521,648	6 984,685	7 201,210	7 431,649	7 743,778	8 030,298

Таблица 5-16. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	44,646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	4,105	4,516	4,967	5,459	5,972	6,522	6,985	7,201	7,432	7,744	8,030
3	Козффициент дисконтирования		1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	44,646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	4,105	4,181	4,259	4,334	4,390	4,439	4,402	4,202	4,015	3,874	3,720
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646	44,646
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	4,105	8,621	13,588	19,047	25,019	31,541	38,526	45,727	53,159	60,902	68,933
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	4,105	8,286	12,545	16,879	21,268	25,707	30,108	34,310	38,325	42,199	45,919
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8-стр.6)	млн.руб.	-40,541	-36,025	-31,058	-25,599	-19,627	-13,105	-6,120	1,081	8,513	16,256	24,287
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.9- стр.7)	млн.руб.	-40,541	-36,360	-32,101	-27,767	-23,378	-18,939	-14,538	-10,336	-6,321	-2,447	1,273
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	7,8										
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	10,7										

5.3.9.Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловда (Город –1) Ду 400 мм на Ду 600 мм от ТК-6а до ТК –4 по ул. Корабельная II пусковой комплекс

Таблица 5-17. Доход от сокращения потерь тепла

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия по тепловой энергии	Гкал	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14	271,14
2	Тариф на тепло	руб.	566,92	623,61	685,97	753,89	824,75	900,63	964,57	994,48	1026,30	1069,40	1108,97	1147,78	1184,51	1220,05	1262,75	1312,00
3	Сумма экономии тепла	тыс.руб.	153,715	169,087	185,995	204,409	223,623	244,197	261,534	269,642	278,271	289,958	300,686	311,210	321,169	330,804	342,382	355,735

Таблица 5-18. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	17,164	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	0,154	0,169	0,186	0,204	0,224	0,244	0,262	0,270	0,278	0,290	0,301	0,311	0,321	0,331	0,342	0,356
3	Коэффициент дисконтирования		1,000	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463	0,429	0,397	0,368	0,340	0,315
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)	млн.руб.	17,164	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	0,154	0,157	0,159	0,162	0,164	0,166	0,165	0,157	0,150	0,145	0,139	0,133	0,128	0,122	0,117	0,112
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164	17,164
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	0,154	0,323	0,509	0,713	0,937	1,181	1,443	1,712	1,990	2,280	2,581	2,892	3,213	3,544	3,887	4,242
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	0,154	0,310	0,470	0,632	0,796	0,963	1,127	1,285	1,435	1,580	1,719	1,853	1,980	2,102	2,219	2,331
10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.8–стр.6)	млн.руб.	–17,010	–16,841	–16,655	–16,451	–16,227	–15,983	–15,721	–15,452	–15,174	–	–14,583	–14,272	–13,951	–13,620	–13,277	–12,922
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.9–стр.7)	млн.руб.	–17,010	–	–16,694	–16,532	–16,368	–16,201	–16,037	–15,879	–15,729	–15,584	–15,445	–15,311	–15,184	–15,062	–14,945	–14,833
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	37,8															
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	135,0															

5.3.10. Расчет дисконтированного дохода и дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта по реконструкции тепловода №1 от павильона №6 до стойки 655

Таблица 5-19. Доход от сокращения потерь воды и тепла.

№	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Экономия тепловых потерь	Гкал	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00	5000,00
2	Тариф на тепло	руб.	634,53	704,32	781,80	867,80	963,25	1069,21	1186,83	1317,38	1462,29	1623,14	1801,68	1999,87	2219,86	2 464,04	2 735,08	3 035,94
3	Сумма экономии потерь	тыс.руб.	3172,627	3521,616	3908,993	4338,983	4816,271	5346,060	5934,127	6586,881	7311,438	8115,696	9008,423	9999,349	11099,278	12320,2	13675,42	15179,72
4	Экономия потери тепла	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Экономия утечки воды	м3	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76	30416,76
6	Тариф на воду	руб.	32,77	36,37	40,37	44,81	49,74	55,21	61,29	68,03	75,51	83,82	93,04	103,27	114,63	127,24	141,24	156,78
7	Сумма экономии потерь воды и тепла	тыс.руб.	996,67	1106,31	1228,00	1363,08	1513,02	1679,45	1864,19	2069,25	2296,87	2549,52	2829,97	3141,27	3486,81	3870,36	4296,10	4768,67
Итого сумма экономии (стр.3+стр.7)		тыс.руб.	4169,299	4627,922	5136,993	5702,063	6329,290	7025,511	7798,318	8656,133	9608,307	10665,221	11838,395	13140,619	14586,087	16190,557	17971,518	19948,385

Таблица 5-20. Дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости

№	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	Сумма инвестиций	млн.руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	Чистый доход денежных средств	млн.руб.	4,169	4,628	5,137	5,702	6,329	7,026	7,798	8,656	9,608	10,665	11,838	13,141	14,586	16,191	17,972	19,948
3	Коэффициент дисконтирования:		0,9217	0,8495	0,7829	0,7216	0,6651	0,613	0,5649	0,5207	0,4799	0,4423	0,4076	0,3757	0,3463	0,3191	0,2941	0,2711
4	Дисконтированные инвестиции (стр.1*стр.3)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Дисконтированный денежный доход (стр.2*стр.3)	млн.руб.	3,8424	3,9313	4,0218	4,1144	4,2091	4,3066	4,4053	4,5069	4,6107	4,717	4,8256	4,9371	5,0507	5,1672	5,2863	5,4079
6	Кумулятивная величина инвестиций	млн.руб.	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730
7	Кумулятивная дисконтированная величина инвестиций	млн.руб.	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730	30,730
8	Кумулятивная величина дохода	млн.руб.	4,169	8,797	13,934	19,636	25,965	32,991	40,789	49,445	59,053	69,718	81,556	94,697	109,28	125,47	143,45	163,39
9	Кумулятивная дисконтированная величина дохода	млн.руб.	3,8424	7,7737	11,796	15,91	20,119	24,426	28,831	33,338	37,949	42,666	47,491	52,428	57,479	62,646	67,932	73,34

10	Чистый денежный поток с нарастающим итогом (стр.2*стр.1)	млн.руб.	-26,56	-21,93	-16,8	-11,09	-4,765	2,261	10,059	18,715	28,323	38,988	50,826	63,967	78,553	94,744	112,72	132,66
11	Дисконтированный денежный поток с нарастающим итогом (стр.5*стр.4)	млн.руб.	-26,89	-22,96	-18,93	-14,82	-10,61	-6,304	-1,899	2,6078	7,2185	11,936	16,761	21,698	26,749	31,916	37,202	42,61
12	Срок окупаемости инвестиций	лет	5,8															
13	Дисконтированный срок окупаемости инвестиций	лет	7,4															

5.4. Эффективность инвестиций ОАО «ВКЭХ»

Для ОАО «ВКЭХ» никаких мероприятий не требуется, кроме поддержания теплосетевого хозяйства в исправном состоянии, что покрывается средствами из ремонтного фонда и за счет амортизации. В разработке отдельного раздела по обоснованию инвестиций для ОАО «ВКЭХ» нет необходимости.

6. РАСЧЕТ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ

6.1. Тариф от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу ОАО «ТГК-16», на тарифы по тепловой энергии представлен на рисунке 6-1 в качестве тарифов с учетом предлагаемых к реализации мероприятий.

Мероприятия по развитию Схемы теплоснабжения города Нижнекамск включают в себя значительные капитальных затрат по ТЭЦ, изменение тарифа на отпускную тепловую энергию, зависят от величины вложений с учетом окупаемости и колебаний инфляционных показателей Таблица 3-3 .

Предполагается, что инвестиционная составляющая в тарифе не требуется, так как предприятие финансирует все мероприятия из имеющихся источников денежных средств. Экономия на средних постоянных издержках позволит постепенно уменьшать полную себестоимость продукции, что позволит к 2018 году получить более низкие тарифы (с учетом проведенных мероприятий).

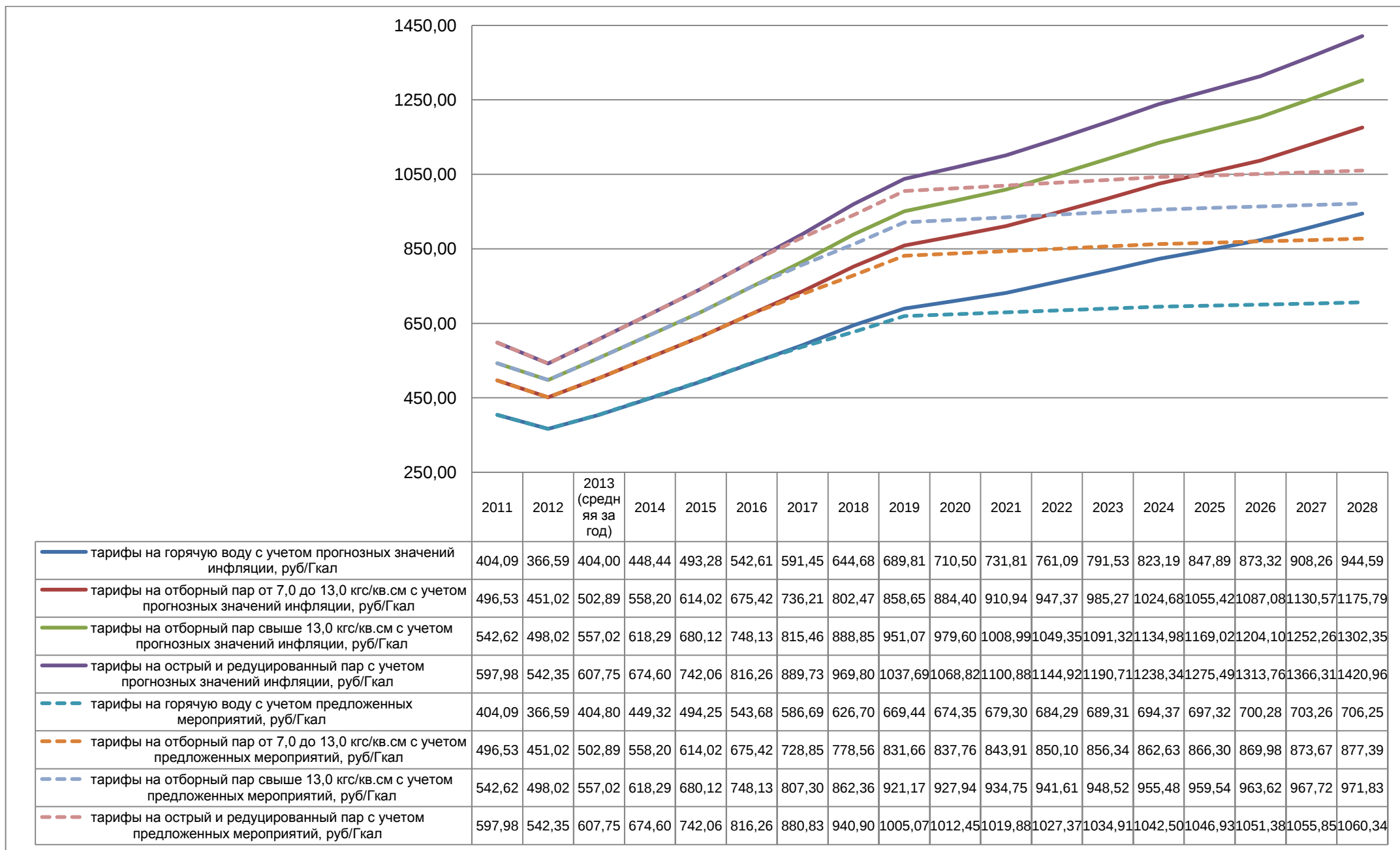


Рисунок 6-1. Динамика изменения тарифа на отпуск теплоты для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

6.2. Тариф от ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу ООО «Нижнекамская ТЭЦ», выполнен на основании прогнозных значений инфляции на тепловую энергию в связи с отсутствием расчетов по экономической эффективности внедряемых мероприятий.

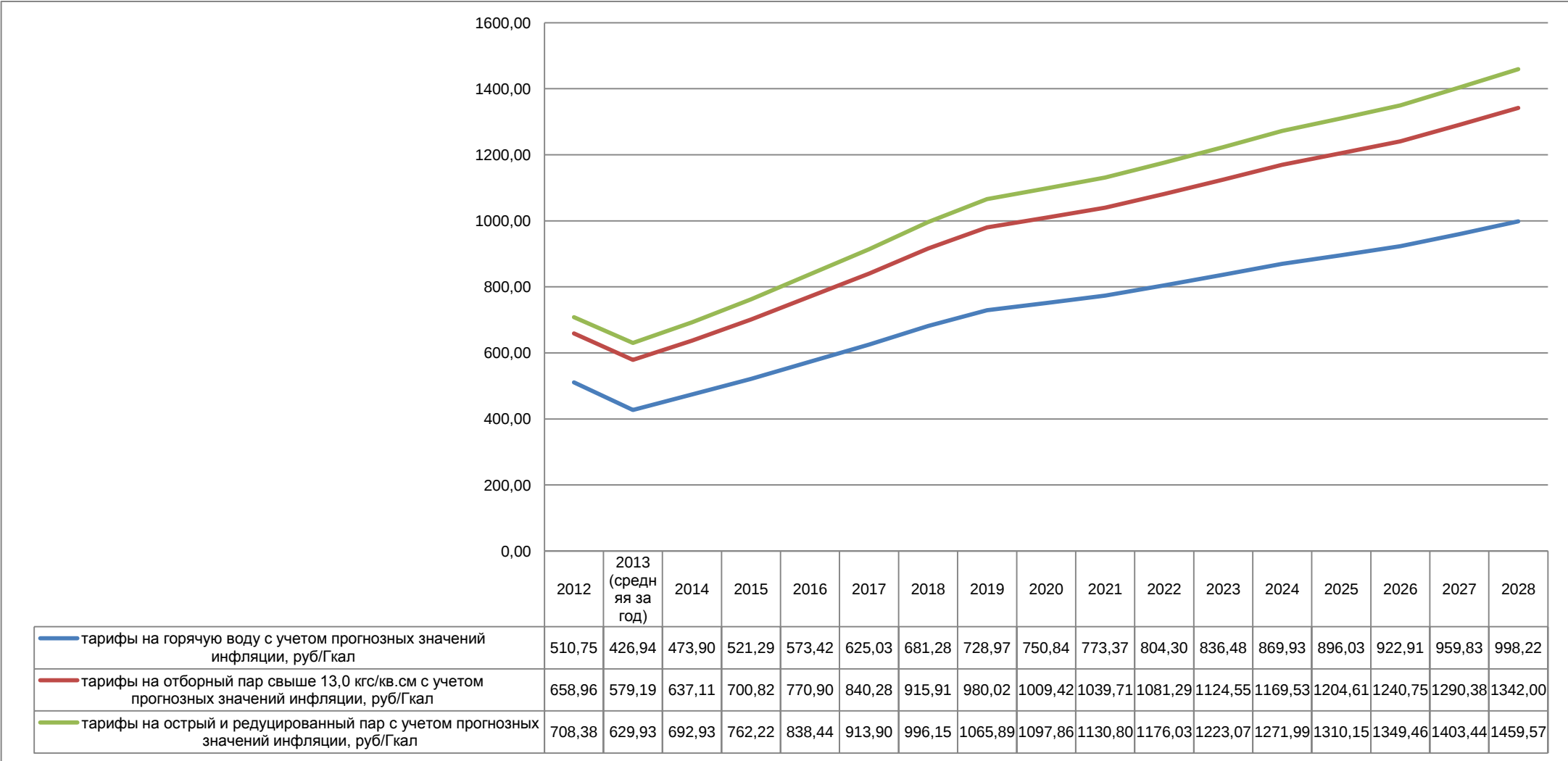


Рисунок 6–2. Динамика изменения тарифа на отпуск теплоты для ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Мероприятия по развитию Схемы теплоснабжения города Нижнекамск включают в себя значительные капитальных затрат по ТЭЦ, изменение тарифа на отпускную тепловую энергию, зависят от величины вложений с учетом окупаемости и колебаний инфляционных показателей Таблица 3-3.

6.3. Тариф на передачу тепловой энергии ОАО «НЧТК»

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу ОАО «НЧТК», выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки.

Внедряемые мероприятия, в первую очередь, реконструкция тепловодов, являются необходимыми для обеспечения работоспособности теплосетевой компании, однако, как показал расчет экономических последствий, срок окупаемости подобных проектов весьма велик, что перекрывается увеличением сроков использования оборудования. Подобные мероприятия выполняются за счет собственных средств компании и не обеспечиваются инвестиционной составляющей в тарифе, таким образом, мы можем утверждать, что реализуемые мероприятия не приведут к значительному росту тарифа на передачу тепловой энергии. В связи с реконструкцией основных средств должна уменьшиться статья расходов на ремонт, в то время как амортизация на переоцененные трубопроводы рассчитывается линейным методом на весь оставшийся срок эксплуатации, который продлевается за счет проведенных мероприятий.

Таким образом, каждый из тепловодов прослужит еще не меньше 20 лет, что позволяет нам вычислить норму амортизации на уровне 5%. Для расчета тарифа нам потребовалось фиксировать капитальные вложения (инвестиции) в будущей чистой прибыли, за счет которой (помимо амортизационного фонда) и будут осуществляться мероприятия по реновации.

Так, средний темп прироста тарифа на передачу тепловой энергии за период 2013–2028гг. составляет 4%, однако после 2022г. он не превышает 3% в год, что меньше прогнозных темпов роста на тепловую энергию.

Без внедрения мероприятий за счет старения трубопроводов и оборудования тепловых сетей будет расти доля затрат на поддержание их работоспособности.

В случае реализации мероприятий обозначенных Инвестиционной программой (см. 00.107–ОМ.07.001), в период с 2013 по 2016 гг. будет наблюдаться увеличение тарифа на транспорт тепловой энергии в виде горячей воды в среднем на 4–5%, однако после 2017 года за счет снижения себестоимости и увеличения валовой выручки будет наблюдаться тенденция к снижению.

6.4. Тариф на услуги по сбыту тепловой энергии

В связи с отсутствием значительных потенциальных вложений денежных средств в реализацию мероприятий по развитию схемы теплоснабжения г.Нижнекамск со стороны ОАО «Таттеплосбыт», можно сделать вывод что изменение тарифа на реализацию тепловой энергии, будет зависеть в целом от колебаний инфляционных показателей см. Таблица 3-3.

Также мы приняли во внимание, что тариф на передачу тепловой энергии вместе с тарифом ОАО «Таттеплосбыт» вне зависимости от величины тарифа всегда составляют разницу между величиной полного тарифа с учетом инфляции и величиной тарифа на отпуск тепловой энергии, таким образом, в виду отсутствия существенных затрат на подключение и поставку тепловой энергии, тариф по сбыту увеличивается в рамках среднегодовой инфляции.

6.5. Полный тариф на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей

В г.Нижнекамск формируются два полных тарифа на отпуск тепловой энергии для конечных потребителей (в первом случае источником тепловой энергии является филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1), а во втором случае ООО «Нижнекамская ТЭЦ»). Если в первом случае возможно снижение полного тарифа за счет получения экономического эффекта в рамках проводимых мероприятий, то во втором такого не будет наблюдаться в связи с отсутствием последнего. Прогнозный рост полного тарифа на тепловую энергию совпадает с прогнозными значениями тарифов в цепочке поставок, где источником энергии являлась ООО «Нижнекамская ТЭЦ», так как тариф на выпуск тепловой энергии ориентируется на законодательно установленные пределы роста тарифов в рамках общего уровня инфляции. Таким образом, для второго случая полный тариф останется на уровне прогнозируемых изменений тарифа на тепловую энергию.

В тоже время для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» реализуются проекты, обеспечивающие экономию на расходах, а значит полный тариф по результатам выполненных мероприятий можно сравнить с прогнозируемым тарифом, что представлено тарифными последствиями при прогнозируемых тарифах, что представлено на Рисунок 6-3. Динамика изменения полного тарифа.

Из диаграммы на Рисунок 6-3. Динамика изменения полного тарифа видно, что величина тарифа при условии реализации проектов схемы теплоснабжения не превышает прогнозную величину тарифа, и с 2019 г. начинается существенное снижение.

Таким образом, можно сделать вывод, что после 2018 г. тариф окажется ниже прогнозируемого значения, что благоприятно повлияет на население города.

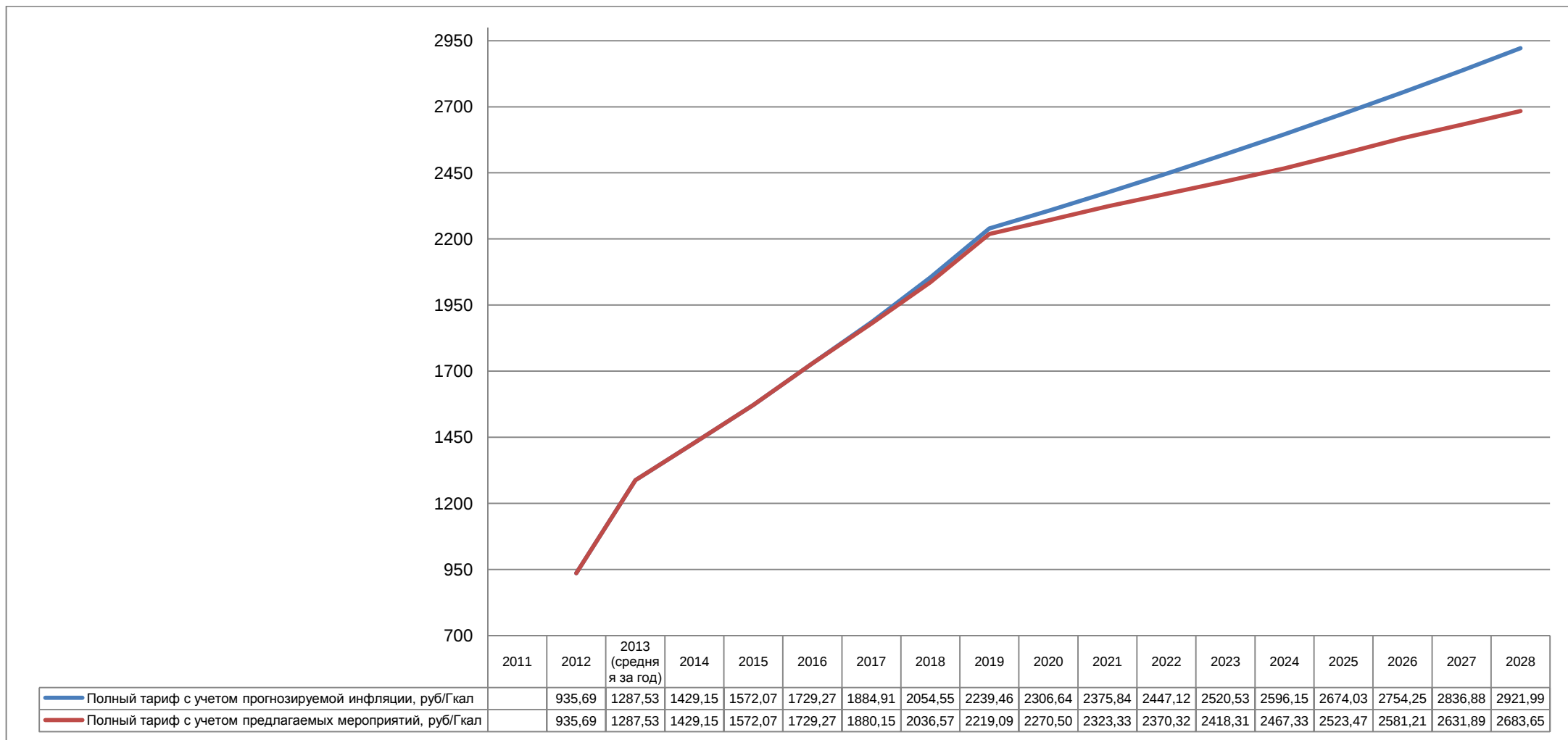


Рисунок 6-3. Динамика изменения полного тарифа

7. БИБЛИОГРАФИЯ

1. Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. *О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.*
2. *Техническое задание на разработку схемы теплоснабжения г. Нижнекамск на период до 2028 г.*
3. ЮНИДО. *Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований.* Москва : АОЗТ "Интерэксперт", 1995.
4. "ЦЕНТРИНВЕСТпроект", ФГУП. *Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений*. Москва : б.н., 2002.
5. *Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО, утв. приказом РАО "ЕЭС России" от 31.03.2008 г №155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99 г.*
6. НП "АВОК". *Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения*. 2006.
7. РФ, Министерство экономического развития. *Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013–2015 годов.* [В Интернете] <http://www.economy.gov.ru>.
8. —. *Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.* [В Интернете] <http://www.economy.gov.ru>.
9. Налоговый кодекс РФ.
10. Постановление Правительства РФ. *"О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"*. 2002 г.
11. ОАО "ЦОТЭНЕРГО". *Нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС.* Москва : б.н., 2004 г.
12. *Единые межотраслевые нормы обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций.* Москва : Энергоном, 1989 г.
13. ОАО "ЦОТЭНЕРГО". *Нормативы численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей.* Москва : б.н., 2004 г.
14. ЦНИС. *Рекомендации по нормированию труда работников энергетического хозяйства.* Москва : б.н., 1999 г.
15. *Рекомендации по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см²) и водогрейными котлами температурой до 200С.* Москва : Сантехпроект, 1992 г.
16. СО 34.20.611–2003. *Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций.*
17. ОАО "ВНИПИэнергпром". *Методические рекомендации по разработке и реализации программ комплексного развития систем теплоснабжения, расположенных в границах муниципальных образований.* Москва : б.н.
18. *О проекте Федерального Закона "О теплоснабжении"*. №6, 2010 г., Новости теплоснабжения.
19. ОАО "Объединение ВНИПИэнергпром". РД–10–ВЭП. *"Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ"*. Москва : б.н., 2006 г.
20. МДС 41–6.2000. *Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ.*

21. Косов, В. В., Лившиц, В. Н. и Шахназаров, А. Г. *Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов*. 6-е изд. : ОАО "НПО Изд-во" "Экономика", 2000.
22. Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ. *О теплоснабжении*.
23. Федеральный закон РФ от 27 ноября 2009 г. №261-ФЗ. *О энергосбережении*.
24. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. Москва : ОАО "ЕЭС России", 2003 г.
25. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 3-й квартал 2012 г.
26. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.
27. ОАО "Набережночелнинская теплосетевая компания". Инвестиционная программа на 2013-2015 гг.
28. Инвестиционная программа ОАО "ВКцЭХ".
29. Генеральный план развития города Нижнекамска на период до 2025 г.