

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения:**

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

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

Согласовано:
Администрация
МО «Город Кирово-Чепецк»

Согласовано:
филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения:

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

**Книга 12. Обоснование инвестиций в
строительство, реконструкцию и техническое
первооружение**

Генеральный директор
ООО «Энергосберегающие технологии»

_____ Д.А. Казаков
« _____ » _____ 2018 г

Оглавление

Оглавление.....	3
Раздел 1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты)	5
1.1 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии	5
1.2 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей.....	8
1.3 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.....	9
1.4 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по монтажу у потребителей МКР Каринторф систем горячего водоснабжения	10
1.5 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по наладке внутридомовых систем теплоснабжения.....	11
1.6 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления мероприятий по установке приборов коммерческого учета у потребителей тепловой энергии	12
Раздел 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности	13
2.1. Внутренние источники собственных средств.....	13
2.1.1. Чистая прибыль и амортизация.....	13
2.2. Внешние (привлеченные) источники денежных средств.....	17
2.2.1. Эмиссия обыкновенных акций.....	17
2.2.2. Кредитное финансирование	17
2.3. Выводы по Разделу 2.	20
Раздел 3. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	21
3.1. Обоснование источников инвестиций по Кировской ТЭЦ-3	21
3.2. Обоснование источников инвестиций по АО «Кировская теплоснабжающая компания»	28
3.3. Обоснование источников инвестиций по источникам тепловой энергии и тепловых сетей в МКР Каринторф.....	42
Раздел 4. Расчеты экономической эффективности инвестиций. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	43
4.1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов.....	45
4.1.1. Основные принципы оценки эффективности.....	45
4.1.2. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности.....	46
4.1.3. Дисконтирование денежных потоков.....	46
4.1.4. Анализ чувствительности проекта.....	48
4.2. Мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах.....	49
4.2.1. В зоне нового строительства № 1.....	49
4.2.2. В зоне нового строительства № 2.....	51
4.2.3. В зоне нового строительства № 3.....	53
4.2.4. В зоне нового строительства № 4.....	55
4.2.5. В зоне нового строительства № 5.....	57
4.2.6. В зоне нового строительства № 6.....	59

4.2.7. В зоне нового строительства № 7.....	60
4.2.8. В зоне нового строительства № 8.....	62
4.3. Мероприятия, связанные с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	63
4.4. Мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3.....	66
4.5. Мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировская ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения	67
4.6. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, в целях обеспечения надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии котельной МКР Каринторф ООО «Рубеж».....	68
4.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по монтажу у потребителей МКР Каринторф систем горячего водоснабжения	69
4.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по наладке внутридомовых систем теплоснабжения	71
4.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке приборов коммерческого учета у потребителей тепловой энергии	74
Список использованных источников	76

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты)

1.1 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии

В соответствии с Главой 7 для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии в период с 2019 по 2033 годы требуется следующий объем финансирования:

Таблица 1.1.

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.							
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.
1	2	3	4	5			6	7	8
Кировская ТЭЦ-3									
	ИТОГО	12490	27846	22070	37180	123346	81849	13600	318381
1	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП	2000							2000
2	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП	3000							3000
3	Реконструкция дымовой трубы №4 Н=180 м, в т.ч.	7000							7000
4	Модернизация КВОУ	490							490
5	ПВК №1 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.		1 323						1323
6	ПВК №3 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.		1 323						1323
7	Тех.перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ		4 000						4000
8	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)		4 500						4500
9	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП (ПИР)		4 800						4800
10	Модернизация узла учета БНС		4 400						4400
11	Модернизация КВОУ		3 000						3000
12	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП		4 500						4500
13	КА №8 Замена труб пароперегревателя II ст.					15000			15000

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.							
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.
1	2	3	4	5			6	7	8
14	КА №11 Сверхтиповой объем. Замена калачей пароперегревателя I ст.				2100				2100
15	КА №11 Замена труб правого бокового экрана			1 000					1000
16	ТА №3 Замена пароперепускных труб			3 500					3500
17	Тех.переворужение III-IV секций ГРУ 6 кВ и электрооборудования главного щита управления и защит (СМР)			350	3300				3650
18	Модернизация главного щита управления					2700			2700
19	Техническое перевооружение сети постоянного оперативного тока ГЦУ: аккумуляторных батарей СК-16 и СК-24 на малообслуживаемые			1 000	4000	5000			10000
20	Реконструкция щита постоянного оперативного тока ГЦУ (СМР)			1 000	2500	3500			7000
21	Установка быстродействующей дуговой защиты в ячейках КРУСН 6 кВ (СМР)				2000				2000
22	Тех.переворужение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ			1 000	3000	4645			8645
23	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)					7000			7000
24	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП			5 200					5200
25	Техническое перевооружение главного паропровода турбоагрегата ст. №6 на РОУ 100-2,5 (СМР)				7900				7900
26	Замена на 2 штуки противоточных фильтра					4800			4800
27	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП			5 500					5500
28	Замена осветителя №1					10000			10000
29	Замена магистрали сырой воды от ввода в ХВО котлов до воздухоотделителя осветителя №1			520					520
30	Модернизация осветителей с установкой тонкослойных элементов (СМР)				5000				5000
31	Установка контрольно-измерительного модуля "Промывка фильтров" пр-во ООО "НВЦ УНИТОК" г. Екатеринбург					2860			2860
32	Реконструкция складов реагентов кислоты и щелочи				1500	8500			10000
33	Восстановление (реконструкция) схемы возврата осветленной воды с золоотвала					29000			29000
34	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№1					20341			20341
35	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№2						21765		21765
36	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№3						23288		23288

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.							
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024- 2028г.	2029- 2033г.	2019- 2033г.
1	2	3	4	5			6	7	8
37	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№4						24918		24918
38	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №1						5738		5738
39	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №2						6140		6140
40	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №3							6570	6570
41	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №4							7030	7030
42	Тех. перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ			3000	5880	10000			18880
Котельная МКР Каринторф									
	ИТОГО					2400			2400
1	Капитальный ремонт водогрейных котлов КВаГн "Вулкан"VK-2000 (2 шт.) и КВаГн "Вулкан"VK-1500 (2 шт.)					2400			2400

1.2 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей

В соответствии с Главой 8 для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей в период с 2019 по 2033 годы требуется следующий объем финансирования:

Таблица 1.2.

Мероприятия	2019-2023	2024-2028	2029-2033	2019-2033
Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3	3882364,0	724873,5	2559648,6	7166886,1
АО «Кировская теплоснабжающая компания»	6146097,5	476720,1	199941,0	6883870,6
Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)		131620,4		131620,4
Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах				61112,0
Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	11762,24	175028,0		186790,2
Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	62335,4			62335,4
Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	6071999,9	170071,7	199941,0	6442012,6
Подвальные сети на балансе собственников зданий	680 247,0	25 564,4	19 062,1	724 873,5
Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	680 247,0	25 564,4	19 062,1	724 873,5
Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф	182949,4			182949,4
ООО «Рубеж»	182949,4			182949,4
Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	182949,4			182949,4

1.3 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» к 2022 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

Расчет финансовых потребностей по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую приведен в Книге 9.

Итоговые данные о стоимости перевода потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую приведены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость работ по реконструкции тепловых узлов потребителей ИТОГО, тыс. руб. без НДС.
Жилые объекты	52,65	1865976
Муниципальные и общественные объекты	9,70	275400
Промышленные объекты и объекты коммерческого назначения	4,75	211050
ИТОГО	67,10	2352426

Перевод потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую предполагается с 2021 – 2024 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 1.3.2.

Таблица 1.3.2.

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Всего
Стоимость работ по реконструкции тепловых узлов потребителей ИТОГО, тыс. руб. без НДС.	568 000	555 776	605 850	622 800	2 352 426

Стоимость работ по установке ИТП определена исходя из средней рыночной стоимости. Установка ИТП не включает перечень и стоимость мероприятий на внутридомовых сетях, внешних сетях теплоснабжения и водоснабжения, на устройствах водоподготовки и водозаборах города, необходимых для перехода на закрытую систему горячего водоснабжения, определить которые возможно после проведения комплекса проектно-изыскательских работ.

Представленный план по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения может быть исполнен только при наличии необходимого объема финансирования. Источник финансирования для реализации мероприятий на момент актуализации Схемы теплоснабжения не определен.

1.4 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по монтажу у потребителей МКР Каринторф систем горячего водоснабжения

Подробный расчет финансовых потребностей по монтажу систем горячего водоснабжения приведен в Книге 5.

В период 2020–2022 гг. предлагается ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения в МКР Каринторф в 60 жилых домах. В 2020 г. – 20 жилых домов, в 2021 г. – 20 жилых домов, в 2022 г. – 20 жилых домов. Общая нагрузка ГВС оценивается в 0,5985 Гкал/час.

Ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения предполагается с 2020 по 2022 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.4.

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего
Стоимость работ ИТОГО, тыс. руб. без НДС.	20800	21632	22497	64929

Стоимость работ по установке теплообменного оборудования определена оценочно. Оценка не включает перечень и стоимость мероприятий, на внутридомовых сетях, внешних сетях теплоснабжения и водоснабжения, на устройствах водоподготовки и водозаборах микрорайона, необходимых для организации системы горячего водоснабжения, определить которые возможно после проведения комплекса проектно-изыскательских работ.

Источник финансирования для реализации мероприятий на момент актуализации Схемы теплоснабжения не определен.

1.5 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления предложений по наладке внутридомовых систем теплоснабжения

На проведенных в Книге 4 гидравлических расчетов системы теплоснабжения г.Кирово-Чепецка по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты некоторых конечных абонентов тепловой сети действительно ниже рекомендуемых для схем с элеваторным подключением 15 метров водного столба.

Проблема некачественного теплоснабжения связана в первую очередь с разбалансировкой тепловой сети. В настоящее время у значительной части абонентов (более чем в 95% ИТП) отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий (что усугубляется несоответствием фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям).

Кроме того, в 48 ИТП сопла элеваторов отсутствуют, системы отопления этих зданий подключены напрямую от СЦТ с температурным графиком 145/70 °С, в то время как максимально допустимая температура теплоносителя, поступающего в отопительные приборы системы отопления, не должна превышать 75 °С по санитарным нормам (перечень представлен в Приложении 3 Книги 5).

Перечень тепловых узлов, где отсутствуют регуляторы расхода и регуляторы температуры приведен в Приложении 4 Книги 5.

Оценка стоимости мероприятий по наладке внутридомовых систем теплоснабжения показана в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2

Тип нарушения	Количество узлов ввода, шт.	Средняя стоимость работ на один узел ввода, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС
Несоответствие фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям	1421	5	7105
Отсутствие сужающих устройств (сопел элеваторов)	48	5	240,0
Отсутствие регулятора расхода	452	80	36 160,0
Отсутствие регулятора температуры и регулятора расхода	1136	150	170 400,0

Стоимость работ по установке теплообменного оборудования определена оценочно исходя из среднерыночной стоимости аналогичных работ.

1.6 Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления мероприятий по установке приборов коммерческого учета у потребителей тепловой энергии

Перечень точек поставки тепловой энергии, где есть возможность установки общедомовых приборов учета тепловой энергии приведен в Приложении 3 Книги 1.

Оценка стоимости мероприятий по наладке внутридомовых систем теплоснабжения показана в таблице 1.6.

Таблица 1.6

Показатель	Количество точек поставки, которые требуется оснастить приборами учета, шт.	Количество точек поставки, где есть техническая возможность установки узлов учета, шт.	Средняя стоимость работ на один узел учета, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС
Абоненты с нагрузкой более 0,2 Гкал/час	206	201	325	65325,0
Абоненты с нагрузкой менее 0,2 Гкал/час	584	283	120	33960,0
ВСЕГО	790	484		99285,0

Стоимость работ по установке узлов учета определена исходя из среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Раздел 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

2.1. Внутренние источники собственных средств

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

2.1.1. Чистая прибыль и амортизация

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

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

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

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075:

- «3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности».

- «12. При установлении органом регулирования цен (тарифов) на соответствующие товары и услуги в сфере теплоснабжения используются необходимая валовая выручка и расчетный объем полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) в размере, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей, осуществляемого в соответствии со всеми договорами в системах теплоснабжения, входящих в состав зоны деятельности единой теплоснабжающей организации в соответствии со схемой теплоснабжения поселения, городского округа, с учетом особенностей, предусмотренных

пунктами 102 - 105 настоящего документа и методическими указаниями. (в ред. Постановления Правительства РФ от 13.01.2018 N 7)».

- «32. При применении метода экономически обоснованных расходов (затрат) необходимая валовая выручка регулируемой организации определяется как сумма планируемых на расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), величины расчетной предпринимательской прибыли регулируемой организации, величины налога на прибыль, а также экономически обоснованных расходов регулируемой организации, указанных в пункте 13 настоящего документа.»

Во исполнение пунктов 6-8, 10-17, 27, 29 и 30 Дорожной карты Минэнерго России вступил в силу Федеральный закон от 29.07.2017 N 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения». которым устанавливаются основные принципы и положения целевой модели рынка тепловой энергии.

Предметом регулирования 279-ФЗ являются общественные отношения в сфере теплоснабжения в Российской Федерации в части ценообразования на рынке тепловой энергии, полномочий, функций, усиления ответственности единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО).

Законопроект направлен на:

- создание условий для привлечения частных инвестиций;
- определение единого ответственного лица за теплоснабжение потребителей в системе теплоснабжения;
- модернизацию основных фондов в сфере теплоснабжения;
- повышение эффективности сферы теплоснабжения;
- повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей;
- изменение модели тарифного регулирования в отрасли через переход от прямого установления уровня цены на тепловую энергию к определению предельного уровня цен для конечного потребителя, рассчитываемого исходя из принципа «альтернативной котельной» (цена возможной поставки от источника, замещающего централизованное теплоснабжение).

В соответствии со статьей 24.3 190-ФЗ:

1. После окончания переходного периода в ценовых зонах теплоснабжения к ценам на товары, услуги в сфере теплоснабжения, не подлежащим регулированию, за исключением случаев, указанных в частях 12.1 - 12.4 статьи 10 настоящего Федерального закона, относятся:

- 1) цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям;
- 2) цены на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

3) цены на производимую тепловую энергию (мощность), в том числе производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

4) цены на теплоноситель в виде воды, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям с использованием закрытых систем горячего водоснабжения;

5) цены на теплоноситель в виде пара, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

6) цены на теплоноситель в виде воды с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании источником тепловой энергии, потребителю, теплопотребляющие установки которого технологически соединены с этим источником тепловой энергии непосредственно или через тепловую сеть, принадлежащую на праве собственности и (или) ином законном основании указанной теплоснабжающей организации или указанному потребителю, если такие теплопотребляющие установки и такая тепловая сеть не имеют иного технологического соединения с системой теплоснабжения и к тепловым сетям указанного потребителя не присоединены теплопотребляющие установки иных потребителей.

2. Цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям по договорам теплоснабжения, заключенным с единой теплоснабжающей организацией в соответствии с частью 2 статьи 23.8 настоящего Федерального закона, определяются соглашением сторон договора, но не выше предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утвержденного органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), за исключением случаев, указанных в частях 2.1 - 2.3 статьи 8 настоящего Федерального закона.

3. Единая теплоснабжающая организация и теплоснабжающие организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии, заключают договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя по ценам, определяемым соглашением сторон договора, за исключением случаев, указанных в частях 12.1 - 12.4 статьи 10 настоящего Федерального закона.

4. Единая теплоснабжающая организация и теплосетевые организации заключают договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя по ценам, определяемым соглашением сторон договора, за исключением случаев, указанных в частях 12.1 - 12.3 статьи 10 настоящего Федерального закона.

5. В случае возникновения разногласий в отношении цены на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя единая теплоснабжающая организация и теплосетевая организация осуществляют расчеты за оказываемые услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя по цене, равной тарифу на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя, установленному органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) для соответствующей теплосетевой организации и действующему на дату окончания переходного периода, с

учетом его индексации. Индексация указанного тарифа на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя осуществляется органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) за период с 1 января года, следующего за годом окончания периода, на который был установлен тариф, до 1 января года, в котором возникли разногласия, в соответствии с изменением предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), установленного для системы теплоснабжения, на территории которой теплосетевая организация оказывает услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя единой теплоснабжающей организации, за каждый прошедший календарный год в соответствии с правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. В случае возникновения разногласий в отношении цены на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя, определенной в соответствии с настоящей частью, такие разногласия рассматриваются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения в соответствии с пунктом 6 части 2 статьи 7 настоящего Федерального закона в порядке обязательного досудебного урегулирования споров.

6. После окончания переходного периода в ценовых зонах теплоснабжения осуществляется государственное регулирование цен (тарифов) в случаях, указанных в частях 12.1 - 12.4 статьи 10 настоящего Федерального закона, а также следующих видов цен (тарифов) в сфере теплоснабжения:

1) предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность);

2) тарифы на теплоноситель в виде воды, поставляемый едиными теплоснабжающими организациями потребителям и теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), за исключением случая, предусмотренного пунктом 6 части 1 настоящей статьи;

3) тарифы на горячую воду, поставляемую едиными теплоснабжающими организациями потребителям с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), установленные в виде формулы двухкомпонентного тарифа с использованием компонента на теплоноситель и компонента на тепловую энергию;

4) плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в случае, установленном частью 9 настоящей статьи.

7. Деятельность теплоснабжающих организаций по реализации теплоносителя и горячей воды по ценам (тарифам), указанным в пунктах 2 и 3 части 6 настоящей статьи, относится к регулируемым видам деятельности в ценовых зонах теплоснабжения.

2.2. Внешние (привлеченные) источники денежных средств

2.2.1. Эмиссия обыкновенных акций

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

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

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему числу владельцев;
- возможность потери контроля над предприятием;
- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;
- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;
- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

2.2.2. Кредитное финансирование

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

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности

собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств и рассчитывается по следующей формуле:

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

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

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски. Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков. Составляющие эффекта финансового рычага представлены на нижеприведенном рис. 2.1.

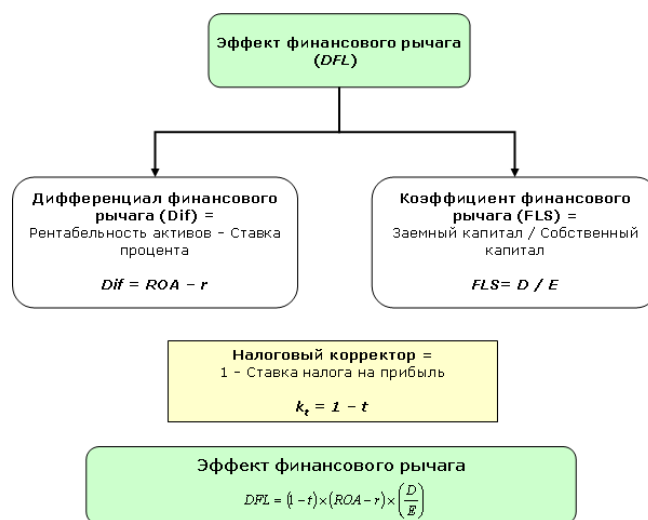


Рис. 2.1. Составляющие эффекта финансового рычага

Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент (1 - t), который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где: r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации. Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E): $FLS = D/E$. Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы. Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования не-обходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается. Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

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

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом $(ROA - i)$, так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск.

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

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

2.3. Выводы по Разделу 2.

Принимая во внимание все вышеизложенное, в данной книге будут рассмотрены три варианта финансирования инвестиционных проектов:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль, в том числе полученная от деятельности за подключение потребителей к системам теплоснабжения, а так же прибыль, полученная в результате удорожания тарифов);
- 2) финансирование за счет использования заемных средств.

Раздел 3. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

3.1. Обоснование источников инвестиций по Кировской ТЭЦ-3

Исходя из объемов финансирования по таблице 1.1, требуемых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой в период с 2019 по 2033 годы, по Кировской ТЭЦ-3 видно, что за рассматриваемый период (15 лет) среднегодовая потребность в финансировании составляет 21225,4 тыс. руб. Источником финансирования для реализации данных мероприятий является амортизация и прибыль из тарифа на отпуск тепловой энергии с коллекторов станции. В действующем тарифе на отпуск тепловой энергии с коллекторов Кировской ТЭЦ-3 заложена амортизация собственных средств в размере 23587 тыс. руб. Поэтому можно сделать вывод, что источников для финансирования мероприятий по Кировской ТЭЦ-3 на сегодняшний день достаточно.

Мероприятия, связанные с поддержанием технического состояния оборудования, носят вынужденный характер и не являются экономически эффективными, поэтому расчеты экономической эффективности инвестиций по ним не проводятся.

На основании предложений Книги 7, исходя целесообразности выполнения и наличия источников финансирования, сформирован перечень мероприятий, представленный в таблице 3.1.

Таблица 3.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
Кировская ТЭЦ-3										
	ИТОГО	12490	27846			182596	81849	13600	318381	
1	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП	2000							2000	"Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов", приказ от 7 ноября 2016 г. N 461
2	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП	3000							3000	ФНИП "Правила безопасности химически опасных производственных объектов", приказы ПАО от 12.12.2017 №322 и КФ от 29.01.2018 " Об исполнении ФНИП в области ПБ "Правила безопасности химически опасных производственных объектов"
3	Реконструкция дымовой трубы №4 Н=180 м, в т.ч.	7000							7000	Результаты экспертизы-требуется капитальный ремонт футеровки внутренней поверхности. Изменение основного топлива на пиковой водогрейной котельной.
4	Модернизация КВОУ	490							490	Для исключения засорения наружной поверхности теплообменника наледью, пылью, пухом, что может привести к аварийному отключению газовой турбины и, как следствие, всего блока ПГУ.
5	ПВК №1 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.		1 323						1323	Утонение стенок по результатам контроля металла. Снижение КПД котла из-за увеличенных присосов.
6	ПВК №3 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.		1 323						1323	Утонение стенок по результатам контроля металла. Снижение КПД котла из-за увеличенных присосов.
7	Тех. перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ		4 000						4000	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
8	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)		4 500						4500	Акты технического освидетельствования: 1. Оборудование КИП и А эксплуатируется более 20 лет (при сроках эксплуатации, согласно инструкциям заводов-изготовителей, 6-10 лет). Оборудование морально устарело, выпуск большей части эксплуатируемых приборов и запчастей к ним заводами-изготовителями прекращен, в связи с чем эксплуатация приборов усложнена. По работе КИП и А происходят остановки котлов или их не включение. 2. Невозможно создать полноценной АРМ на существующей

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
										элементной базе – отсутствуют датчики с аналоговыми сигналами.
9	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП (ПИР)		4 800						4800	"Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов", приказ от 7 ноября 2016 г. N 461
10	Модернизация узла учета БНС		4 400						4400	Выполнение требования "Водного кодекса Российской Федерации" от 03.06.2006 N 74-ФЗ(ред. от 29.07.2017) ст.39. и Приказа Минприроды России от 08.07.2009 N 205 (ред. от 19.03.2013) и потому рекомендуется к финансированию и к реализации в 2019-2020 годах.
11	Модернизация КВОУ		3 000						3000	Исключение резкого засорения наружной поверхности теплообменника наледью, пылью, пухом, что может привести к аварийному отключению газовой турбины и, как следствие, всего блока ПГУ.
12	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП		4 500						4500	ФНИП "Правила безопасности химически опасных производственных объектов", приказы ПАО от 12.12.2017 №322 и КФ от 29.01.2018 " Об исполнении ФНИП в области ПБ "Правила безопасности химически опасных производственных объектов"
13	КА №8 Замена труб пароперегревателя II ст.					15 000			15000	Аварийные акты. Утонение стенок по результатам контроля металла. Программа по повышению индекса технического состояния основного оборудования.
14	КА №11 Сверхтиповой объем. Замена калачей пароперегревателя I ст.					2 100			2100	Аварийные акты. Утонение стенок по результатам контроля металла. Программа по повышению индекса технического состояния основного оборудования.
15	КА №11 Замена труб правого бокового экрана					1 000			1000	Аварийные акты. Утонение стенок по результатам контроля металла. План перспективной замены поверхностей нагрева энергетических котлов.
16	ТА №3 Замена пароперепускных труб					3 500			3500	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
17	Тех. перевооружение III-IV секций ГРУ 6 кВ и электрооборудования главного щита управления и защит (СМР)					3 650			3650	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
18	Модернизация главного щита					2 700			2700	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
	управления									
19	Техническое перевооружение сети постоянного оперативного тока ГЩУ: аккумуляторных батарей СК-16 и СК-24 на малообслуживаемые					10 000			10000	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
20	Реконструкция щита постоянного оперативного тока ГЩУ (СМР)					7 000			7000	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
21	Установка быстродействующей дуговой защиты в ячейках КРУСН 6 кВ (СМР)					2 000			2000	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
22	Тех. перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ					8 645			8645	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
23	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)					7 000			7000	Акты технического освидетельствования: 1. Оборудование КИП и А эксплуатируется более 20 лет (при сроках эксплуатации, согласно инструкциям заводов-изготовителей, 6-10 лет). Оборудование морально устарело, выпуск большей части эксплуатируемых приборов и запчастей к ним заводами-изготовителями прекращен, в связи с чем эксплуатация приборов усложнена. По работе КИП и А происходят остановки котлов или их не включение. 2. Невозможно создать полноценной АРМ на существующей элементной базе – отсутствуют датчики с аналоговыми сигналами.
24	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНИП					5 200			5200	ФНИП "Правила безопасности химически опасных производственных объектов", приказы ПАО от 12.12.2017 №322 и КФ от 29.01.2018 " Об исполнении ФНИП в области ПБ "Правила безопасности химически опасных производственных объектов"
25	Техническое перевооружение					7 900			7900	Аварийные акты. Утонение стенок по результатам контроля металла. Программа по повышению индекса технического состояния основного

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
	главного паропровода турбоагрегата ст. №6 на РОУ 100-2,5 (СМР)									оборудования.
26	Замена на 2 штуки противоточных фильтра					4 800			4800	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
27	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНИП					5 500			5500	ФНИП "Правила безопасности химически опасных производственных объектов", приказы ПАО от 12.12.2017 №322 и КФ от 29.01.2018 " Об исполнении ФНИП в области ПБ "Правила безопасности химически опасных производственных объектов"
28	Замена осветлителя №1					10 000			10000	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
29	Замена магистрали сырой воды от ввода в ХВО котлов до воздухоотделителя осветлителя №1					520			520	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
30	Модернизация осветлителей с установкой тонкослойных элементов (СМР)					5 000			5000	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
31	Установка контрольно-измерительного модуля "Промывка фильтров" пр-во ООО "НВЦ УНИТОК" г. Екатеринбург					2 860			2860	Повышение эффективности
32	Реконструкция складов реагентов кислоты и щелочи					10 000			10000	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
33	Восстановление (реконструкция) схемы возврата осветленной воды с золоотвала					29 000			29000	Аварийное состояние. Имеются аварийные акты.
34	Техническое перевооружение конвективной части					20341			20341	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
	котла водогрейного марки КВГМ-100№1									
35	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№2						21765		21765	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
36	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№3						23288		23288	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
37	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№4						24918		24918	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
38	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №1						5738		5738	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
39	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №2						6140		6140	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
40	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №3							6570	6570	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.
41	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №4							7030	7030	Экспертиза ПБ, программа по повышению индекса технического состояний основного оборудования.

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.								Обоснование инвестиций
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.	2019-2033г.	
1	2	3	4			5	6	7	8	9
42	Тех. перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ					18880			18880	Предписания от РТН и от инспекции Минэнерго
Котельная МКР Каринторф										
	ИТОГО					2400			2400	
43	Капитальный ремонт водогрейных котлов КВаГн "Вулкан"VK-2000 (2 шт.) и КВаГн "Вулкан"VK-1500 (2 шт.)					2400			2400	Срок капитального ремонта установлен паспортными характеристиками котлов

3.2. Обоснование источников инвестиций по АО «Кировская теплоснабжающая компания»

Исходя из объемов финансирования по таблице 1.2., требуемых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей в период с 2019 по 2033 годы, по АО «Кировская теплоснабжающая компания» видно, что за рассматриваемый период (15 лет) среднегодовая потребность в финансировании составляет 458924,7 тыс. руб.

На мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах среднегодовая потребность в финансировании составляет 4074,1 тыс. руб. Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Среднегодовая потребность в финансировании вынужденных мероприятий, связанных с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) составляет 454850,6 тыс. руб. Источником финансирования для реализации данных мероприятий является амортизация и прибыль из тарифа на транспорт тепловой энергии. В действующем тарифе на транспорт тепловой энергии АО «КТК» имеется лишь амортизация собственных средств в размере 51 473,3 тыс. руб. Включение в тариф дополнительного размера прибыли для достижения необходимого объема финансирования без превышения индекса предельной платы граждане не представляется возможным.

За последние 20 лет в сфере теплоснабжения обозначились такие проблемы как: прекращение развития централизованного теплоснабжения вследствие его полного упадка как технологического, так и экономического, снижение доли выработки тепловой энергии в режиме

комбинированной выработки, снижение эффективности используемого топлива для производства тепловой энергии и т.д. Также следует отметить, что ежегодные субсидии бюджетной системы в отрасль теплоснабжения (без учета субсидий за ЖКУ) составляют около 150 млрд. рублей при потребности в 200 млрд. рублей, что составляет около 13% НВВ отрасли.

Кроме того, по итогам конкурентного отбора мощности на 2015 г. не отобрано 15,5 ГВт электрической мощности, при этом возникает необходимость оплаты мощности, вырабатываемой в режиме вынужденной генерации в целях обеспечения надежного теплоснабжения (в 2013 г. – 5,2 млрд. руб., в 2014 г. – 7,5 млрд. руб, прогноз на 2015 г. – 11,1 млрд. руб).

Для решения указанных проблем Правительством Российской Федерации утвержден план мероприятий («дорожная карта») внедрения целевой модели рынка тепловой энергии (распоряжение Правительства Российской Федерации от 2 октября 2014 г. № 1949-р (далее – Дорожная карта), которая направлена на принципиальное изменение подхода к системе отношений и к модели ценообразования в сфере теплоснабжения, создающее экономические стимулы для эффективного функционирования и развития централизованных систем теплоснабжения, а также привлечения инвестиций в сферу теплоснабжения.

Целевая модель рынка тепловой энергии одобрена Президентом Российской Федерации В.В. Путиным (перечень поручений от 21 мая 2014 г. № Пр-1145) и реализуется в соответствии с планом мероприятий («дорожная карта»)

Целевая модель рынка тепловой энергии обеспечит условия для ликвидации ценовых диспропорций в сфере теплоснабжения, в том числе и на рынке электрической энергии и мощности, а также создаст благоприятные условия для финансирования модернизации основных фондов, что приведет к дополнительному увеличению ВВП, созданию рабочих мест в таких ключевых отраслях российской экономики как добыча и переработка полезных ископаемых, строительство, машиностроение и металлообработка, к дополнительным налоговым отчислениям, которые могут стать источником выплат субсидий гражданам на оплату жилищно-коммунальных услуг.

В соответствии с Дорожной картой планируется внесение изменений в законодательство в сфере теплоснабжения, направленных на введение целевой модели рынка теплоснабжения, основанной на принципе цены «альтернативной котельной».

В соответствии с решениями, принятыми Правительством Российской Федерации, планируется поэтапное введение целевой модели рынка тепловой энергии на территории Российской Федерации. На начальном этапе модель вводится по согласованию с руководителями субъектов Российской Федерации и главами местных администраций на территории отдельных муниципальных образований, отнесенных Правительством Российской Федерации к ценовым зонам теплоснабжения в соответствии с утвержденными критериями, в частности, такими как наличие утвержденной схемы теплоснабжения и преобладание выработки тепловой энергии на источниках комбинированной выработки.

Для муниципальных образований, на территории которых отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, внедрение целевой модели осуществляется на основании решения Правительства Российской Федерации, исключительно

при наличии схемы теплоснабжения, согласия соответствующего уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации и главы местной администрации.

При этом целесообразность отнесения к ценовым зонам теплоснабжения иных муниципальных образований и определение переходного периода в таких муниципальных образованиях определяется Правительством Российской Федерации по результатам анализа функционирования ценовых зон теплоснабжения до 1 января 2019 года.

Во исполнение пунктов 6-8, 10-17, 27, 29 и 30 Дорожной карты Минэнерго России вступил в силу Федеральный закон от 29.07.2017 N 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения», которым устанавливаются основные принципы и положения целевой модели рынка тепловой энергии.

Предметом регулирования 279-ФЗ являются общественные отношения в сфере теплоснабжения в Российской Федерации в части ценообразования на рынке тепловой энергии, полномочий, функций, усиления ответственности единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО).

Законопроект направлен на:

- создание условий для привлечения частных инвестиций;
- определение единого ответственного лица за теплоснабжение потребителей в системе теплоснабжения;
- модернизацию основных фондов в сфере теплоснабжения;
- повышение эффективности сферы теплоснабжения;
- повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей;
- изменение модели тарифного регулирования в отрасли через переход от прямого установления уровня цены на тепловую энергию к определению предельного уровня цен для конечного потребителя, рассчитываемого исходя из принципа «альтернативной котельной» (цена возможной поставки от источника, замещающего централизованное теплоснабжение).

В случае перехода МО «Город Кирово-Чепецк» на реализацию мероприятий для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей удастся дополнительно привлечь около 400 млн. руб. за период с 2019 по 2023 год.

Даже с учетом перехода в ценовую зону теплоснабжения необходимая среднегодовая потребность в финансировании вынужденных мероприятий достигнута не будет. Поэтому перечень мероприятий, планируемых на период с 2019 по 2023 годы, определяется на основании многофакторного анализа состояния тепловых сетей по данным повреждаемости, сроку эксплуатации, данным экспертизы промышленной безопасности под имеющиеся и прогнозируемые источники финансирования. В результате предлагается два варианта финансирования мероприятий.

1. Объем финансирования (тыс. руб. без НДС) вынужденных мероприятий, связанных с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом

тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), на период с 2019 по 2033 годы при сохранении существующего тарифа с учетом индексов МЭР представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024-2028	2029-2033
71631,9	40931,9	40931,9	40931,9	40931,9	235359,7	235359,7	235359,7

2. Объем финансирования (тыс. руб. без НДС) вынужденных мероприятий, связанных с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), на период с 2019 по 2033 годы при переходе МО «Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024-2028	2029-2033
91001,9	96683,0	122087,0	149742,0	179815,0	639328,9	935038,0	972439,5

3. Дополнительный объем капиталовложений в тепловые сети в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 составит:

Таблица 3.3.

2019	2020	2021	2022	2023	2019-2023	2024-2028	2029-2033
19370,0	55751,1	81155,1	108810,1	138883,1	403969,2	699678,3	737079,8

На основании предложений Книг 8 и 11, исходя и наличия источников финансирования, сформирован перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них в случае сохранения существующего уровня тарифа на тепло, отпускаемое конечным потребителям. Источником финансирования данных мероприятий является амортизация, учитываемая в тарифе на транспорт тепловой энергии по сетям. Перечень мероприятий представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4.

№ проекта	Наименование мероприятий	Принадлежность	Обоснование инвестиций	Диаметр, мм	Длина, в однострубно-исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс. руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
2.1	Строительство переемычки тепловых сетей совхоза "Чепецкий" Ду700 протяженностью 60 м.п. с устройством двух павильонов (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	обеспечение нормативной надежности теплоснабжения	700	120	0,0	11 762,2	0,0	0,0	0,0
3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников										
3.1. Реконструкция существующих тепловых сетей										
3.1.1	Техпереворужение тепловой сети от ТК3-01 до ТК3-07 с увеличением диаметра до Ду500 - 560м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	500	1120	32 422,3	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.2	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-27 до ТК подъёма с увеличением диаметра до Ду200: 47м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	94	2 004,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.3	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-28 до ТК2-19: 2Ду200 - 256 м.п.(Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	512	10 915,4	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.4	Техпереворужение тепловой сети от ТК 7-07 до ТК 10-1: 2Ду600 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	600	86	4 692,8	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.5	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2-19 до зданий школы им. А. Некасова и теплицы пр. Лермонтова, 1: 2Ду50 протяженностью 58 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	116	1 430,3	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.6	Техпереворужение тепловой сети по проезду Базовый от ТК 7-07 ул. Ленина (7 НО-34) до ТК 7-07-4: 2Ду200/150 - 200/241,8 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	150; 200	883,6	18 058,4	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.7	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-41-3 до здания по ул. Карла Маркса № 6: 2Ду40 - 12 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	40	24	295,9	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.8	Техпереворужение тепловой сети от 7 ПАВ-3 до НО -41: 2Ду500 протяженностью 299 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	500	598	0,0	27 660,8	0,0	0,0	0,0
3.1.9	Техпереворужение тепловой сети от ТК9-01 до ТК 9-04: Ду200- 167 п.м., Ду150-155,8 м.п. (Проектно-	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса,	175	645,6	0,0	0,0	13 075,6	0,0	0,0

№ проек та	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ди, мм	Длина, в однотруб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс. руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	изыскательские работы, строительно-монтажные работы)		повышение надежности теплоснабжения							
3.1.10	Техпереворужение тепловой сети от ТК16-2 до ТК16-4: 2Ду300 протяженностью 482 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	300	964	0,0	0,0	27 642,1	0,0	0,0
3.1.11	Техпереворужение тепловой сети от опуска перед ТК 6-03 до опуска после ТК 6-04: 2Ду600 протяженностью 125,5 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	600	251	0,0	0,0	0,0	13 696,5	0,0
3.1.12	Техпереворужение тепловой сети от ТК 5-20 до Т.А: 2Ду200 протяженностью 318 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	636	0,0	0,0	0,0	13 559,0	0,0
3.1.13	Техпереворужение тепловой сети от ТК9-01 до ТК 9-01-6: 2Ду150 протяженностью 460,8 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	150	921,6	0,0	0,0	0,0	17 612,7	0,0
3.1.14	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-06 до ТК1-08: 2Ду150 протяженностью 207 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	414	0,0	0,0	0,0	0,0	7 912,0
3.1.15	Техпереворужение тепловой сети от ТК3-37 до ТК1-03: 2Ду200 протяженностью 197,51 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	250	395,02	0,0	0,0	0,0	0,0	8 421,5
3.1.16	Техпереворужение тепловой сети от ТК1К-1 до зд. Калинина, 2 : 2Ду50 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	86	0,0	0,0	0,0	0,0	1 060,4
3.1.17	Техпереворужение тепловой сети от ТК1К-1 до зд. Калинина, 4 и 6: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.18	Техпереворужение тепловой сети от Уз.1 до ТК1К- 4: 2Ду50 протяженностью 57 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	114	0,0	0,0	0,0	0,0	1 405,6
3.1.19	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-К4 до зд.Зверева, 3: 2Ду50 протяженностью 5 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	10	0,0	0,0	0,0	0,0	123,3
3.1.20	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-К4 до зд. Зверева, 1: 2Ду50 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности	50	86	0,0	0,0	0,0	0,0	1 060,4

№ проек та	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ди, мм	Длина, в однотруб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс. руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			теплоснабжения							
3.1.21	Техпереворужение тепловой сети от От ЦТП-1 до Уз.2: 2Ду70 протяженностью 22 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	44	0,0	0,0	0,0	0,0	598,4
3.1.22	Техпереворужение тепловой сети от Уз.2 до зд.Калинина 8,10: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.23	Техпереворужение тепловой сети от Уз.2 до Уз.3: 2Ду70 протяженностью 28 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	56	0,0	0,0	0,0	0,0	761,6
3.1.24	Техпереворужение тепловой сети от Уз.3 до зд.Калинина 12: 2Ду50 протяженностью 18 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	36	0,0	0,0	0,0	0,0	443,9
3.1.25	Техпереворужение тепловой сети от Уз.3 до ТК 1К-6: 2Ду70 протяженностью 40 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	80	0,0	0,0	0,0	0,0	1 088,0
3.1.26	Техпереворужение тепловой сети от ТК 1К-6 до зд.Зверева,9: 2Ду50 протяженностью 4 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	8	0,0	0,0	0,0	0,0	98,6
3.1.27	Техпереворужение тепловой сети от Уз.4 до зд.Зверева, 7: 2Ду50 протяженностью 45 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	90	0,0	0,0	0,0	0,0	1 109,7
3.1.28	Техпереворужение тепловой сети от Уз.5 до зд.Зверева, 5: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.29	Техпереворужение тепловой сети от ЦТП-2(ТК 2К-1) до ТК 2К-3: 2Ду70 протяженностью 23 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	46	0,0	0,0	0,0	0,0	625,6
3.1.30	Техпереворужение тепловой сети от ТК10-2 до ТК10-4-8: 2Ду150 протяженностью 370 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	740	0,0	0,0	0,0	0,0	14 142,1
Итого						69819,1	39 423,0	40 717,7	44 868,2	40 700,6

На основании предложений Книг 8 и 11, исходя из наличия источников финансирования сформирован перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них в случае перехода МО «Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения. Источником финансирования в данном случае является амортизация и прибыль, включенные в тариф на транспорт тепловой энергии по сетям. Перечень мероприятий представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5

№ проект а	Наименование мероприятий	Принад-лежность	Обоснование инвестиций	Ду, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
2.1	Строительство перемычки тепловых сетей совхоза "Чепецкий" Ду700 протяженностью 60 м.п. с устройством двух павильонов (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	обеспечение нормативной надежности теплоснабжения	700	120	0,0	11 762,2	0,0	0,0	0,0
3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников										
3.1. Реконструкция существующих тепловых сетей										
3.1.1	Техпереворужение тепловой сети от ТК3-01 до ТК3-07 с увеличением диаметра до Ду500 - 560м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	500	1120	32 422,3	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.2	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-27 до ТК подъёма с увеличением диаметра до Ду200: 47м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	94	2 004,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.3	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-28 до ТК2-19: 2Ду200 - 256 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	512	10 915,4	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.4	Техпереворужение тепловой сети от ТК 7-07 до ТК 10-1: 2Ду600 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	600	86	4 692,8	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.5	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-29 до ТК 23-5: 2Ду150 - 221 м.п., 2Ду200 - 253 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	175	948,0	19 234,6	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.6	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2-19 до зданий школы им. А. Некасова и теплицы пр. Лермонтова, 1: 2Ду50 протяженностью 58 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	116	1 430,3	0,0	0,0	0,0	0,0

№ проект а	Наименование мероприятий	Принадлежность	Обоснование инвестиций	Ди, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.7	Техпереворужение тепловой сети по проезду Базовый от ТК 7-07 ул. Ленина (7 НО-34) до ТК 7-07-4: 2Ду200/150 - 200/241,8 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200/150	883,6	18 058,4	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.8	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-41-3 до здания по ул. Карла Маркса № 6: 2Ду40 - 12 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	40	24	295,9	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.9	Техпереворужение тепловой сети от ТК 14-5 до ул.Сосновая,42: 2Ду100 - 37,5 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	100	75	1 276,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.10	Техпереворужение тепловой сети от ТК 7-07-3 до здания проезд Базовый, 7: 2Ду50 - 33,05 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	Бесхозный	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	66,1	815,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.11	Техпереворужение тепловой сети от 7 ПАВ-3 до НО -41: 2Ду500 протяженностью 299 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	500	598	0,0	27 660,8	0,0	0,0	0,0
3.1.12	Техпереворужение тепловой сети от подп.ст до 6-05 до 6ПАВ 1: 2Ду600 протяженностью 239 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	600	478	0,0	26 083,3	0,0	0,0	0,0
3.1.13	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2-34 до ТК 2-28 с отпайками на жилые дома пр.Мира,55,53,53Б; ул.Луначарского,16,14,12,10:2Ду150-119 м.п.; 2Ду125-321,5 м.п.; 2Ду70-62 м.п.; 2Ду50-67 м.п. протяженностью 239 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	150/125/70/50	1139	0,0	19 438,5	0,0	0,0	0,0
3.1.14	Техпереворужение тепловой сети от ТК2-19 до ТК2-15: 2Ду200 - 181 м.п.(Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	362	0,0	7 717,5	0,0	0,0	0,0
3.1.15	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-41-1 до жилого дома по ул. Карла Маркса № 8: 2Ду40 - 17 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	40	34	0,0	419,2	0,0	0,0	0,0
3.1.16	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-48А до жилых домов по ул. Пролетарская, № 58, 60, 62, 56, 54, 52, 53, 51, до здания по ул. Кооперативная № 10: 2Ду50 протяженностью 157 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	314	0,0	3 871,6	0,0	0,0	0,0

№ проект а	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ди, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.17	Техпереворужение тепловой сети от ТК9-01 до ТК 9-04: 2Ду200- 167 п.м., 2Ду150-155,8 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	175	645,6	0,0	0,0	13 075,6	0,0	0,0
3.1.18	Техпереворужение тепловой сети от ТК16-2 до ТК16-4: 2Ду300 протяженностью 482 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	300	964	0,0	0,0	27 642,1	0,0	0,0
3.1.19	Техпереворужение тепловой сети от ТК5-06 до ТК16-2: 2Ду300 протяженностью 370 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	300	740	0,0	0,0	21 219,1	0,0	0,0
3.1.20	Техпереворужение тепловой сети от ТК16-4 до ТК16-5: 2Ду250 протяженностью 128 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	300	256	0,0	0,0	7 340,6	0,0	0,0
3.1.21	Техпереворужение тепловой сети от ТК 16-4 до пр.России,20: 2Ду100 протяженностью 25,2 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	100	50,4	0,0	0,0	857,5	0,0	0,0
3.1.22	Техпереворужение тепловой сети от ТК А-11 до жилых домов по ул. Свободы № 7-316, 43а-43в: ср. 2Ду80 протяженностью 1102 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	ср.80	2204	0,0	0,0	27 175,3	0,0	0,0
3.1.23	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-48-4 до жилых домов по ул. Загородная № 2, 4, 6, до жилого дома по ул. Песчаная № 1: ср. 2Ду40 протяженностью 182 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	ср.40	364	0,0	0,0	4 488,1	0,0	0,0
3.1.24	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-49-3 до жилых домов по ул. Пролетарская № 64, 66: 2Ду40 протяженностью 37 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	40	74	0,0	0,0	912,4	0,0	0,0
3.1.25	Техпереворужение тепловой сети от ТК 3-49-8 до жилых домов по ул. Кооперативная № 26, 28: 2Ду50 протяженностью 94 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	188	0,0	0,0	2 318,0	0,0	0,0
3.1.26	Техпереворужение тепловой сети от ТК 4-20 до ТК 4-20-1: 2Ду200 протяженностью 73 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	146	0,0	0,0	3 112,6	0,0	0,0

№ проект а	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ду, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.27	Техпереворужение тепловой сети от ТК9-03 до ТК9-03-12: 2Ду125 - 355 м.п., 2Ду100 - 32 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	125/100	11,09375	0,0	0,0	13 843,9	0,0	0,0
3.1.28	Техпереворужение тепловой сети от ТК4-21 до ТК4-21-1: 2Ду200 протяженностью 125 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	250	0,0	0,0	0,0	5 329,8	0,0
3.1.29	Техпереворужение тепловой сети от ТК5-08 до ТК5-12: 2Ду500 протяженностью 677,6 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	500	1355,2	0,0	0,0	0,0	62 685,4	0,0
3.1.30	Техпереворужение тепловой сети от опуска перед ТК 6-03 до опуска после ТК 6-04: 2Ду600 протяженностью 125,5 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	600	251	0,0	0,0	0,0	13 696,5	0,0
3.1.31	Техпереворужение тепловой сети от ТК 5-20 до Т.А: 2Ду200 протяженностью 318 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	636	0,0	0,0	0,0	13 559,0	0,0
3.1.32	Техпереворужение тепловой сети от ТК 6-03 до жилых домов по ул. Труда № 1-13: ср. 2Ду50 протяженностью 442 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	ср. 50	442	0,0	0,0	0,0	10 899,7	0,0
3.1.33	Техпереворужение тепловой сети ул. Ленина, в районе д. 26: 2Ду150/100/80/70/50 протяженностью 226,7/235/60/60/149 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	150/100/80/70/50	1461,4	0,0	0,0	0,0	23 675,1	0,0
3.1.34	Техпереворужение тепловой сети от ТК 1-07-1 до просп. Мира, 28: 2Ду70 протяженностью 24,06 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	Бесхозный	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	48,12	0,0	0,0	0,0	654,4	0,0
3.1.35	Техпереворужение тепловой сети от ТК9-01 до ТК 9-01-6: 2Ду150 протяженностью 460,8 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	150	921,6	0,0	0,0	0,0	17 612,7	0,0
3.1.36	Техпереворужение тепловой сети от ТК 14-6 до жилых домов по ул. Песчаная, № 6: 2Ду50 протяженностью 76 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	152	0,0	0,0	0,0	1 874,2	0,0
3.1.37	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-06 до ТК1-08: 2Ду150 протяженностью 207 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	414	0,0	0,0	0,0	0,0	7 912,0

№ проект а	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ди, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.38	Техпереворужение тепловой сети от ТК3-37 до ТК1-03: 2Ду200 протяженностью 197,51 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	250	395,02	0,0	0,0	0,0	0,0	8 421,5
3.1.39	Техпереворужение тепловой сети от От ЦТП-1 до ТК 1К-1 : 2Ду70 протяженностью 69 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	138	0,0	0,0	0,0	0,0	1 876,8
3.1.40	Техпереворужение тепловой сети от ТК1К-1 до зд. Калинина, 2 : 2Ду50 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	86	0,0	0,0	0,0	0,0	1 060,4
3.1.41	Техпереворужение тепловой сети от ТК1К-1 до зд.Калинина, 4 и 6: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.42	Техпереворужение тепловой сети от Уз.1 до ТК1К- 4: 2Ду50 протяженностью 57 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	114	0,0	0,0	0,0	0,0	1 405,6
3.1.43	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-К4 до зд.Зверева, 3: 2Ду50 протяженностью 5 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	10	0,0	0,0	0,0	0,0	123,3
3.1.44	Техпереворужение тепловой сети от ТК1-К4 до зд. Зверева, 1: 2Ду50 протяженностью 43 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	86	0,0	0,0	0,0	0,0	1 060,4
3.1.45	Техпереворужение тепловой сети от От ЦТП-1 до Уз.2: 2Ду70 протяженностью 22 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	44	0,0	0,0	0,0	0,0	598,4
3.1.46	Техпереворужение тепловой сети от Уз.2 до зд.Калинина 8,10: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.47	Техпереворужение тепловой сети от Уз.2 до Уз.3: 2Ду70 протяженностью 28 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	56	0,0	0,0	0,0	0,0	761,6
3.1.48	Техпереворужение тепловой сети от Уз.3 до зд.Калинина 12: 2Ду50 протяженностью 18 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	36	0,0	0,0	0,0	0,0	443,9

№ проект а	Наименование мероприятий	Принадлежность	Обоснование инвестиций	Ду, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.49	Техпереворужение тепловой сети от Уз.3 до ТК 1К-6: 2Ду70 протяженностью 40 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	80	0,0	0,0	0,0	0,0	1 088,0
3.1.50	Техпереворужение тепловой сети от ТК 1К-6 до зд.Зверева,9: 2Ду50 протяженностью 4 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	8	0,0	0,0	0,0	0,0	98,6
3.1.51	Техпереворужение тепловой сети от Уз.4 до зд.Зверева, 7: 2Ду50 протяженностью 45 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	90	0,0	0,0	0,0	0,0	1 109,7
3.1.52	Техпереворужение тепловой сети от Уз.5 до зд.Зверева, 5: 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.53	Техпереворужение тепловой сети от ЦТП-2(ТК 2К-1) до ТК 2К-2: 2Ду70 протяженностью 74 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	148	0,0	0,0	0,0	0,0	2 012,8
3.1.54	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-2 до ТК 2К-4: 2Ду70 протяженностью 40 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	80	0,0	0,0	0,0	0,0	1 088,0
3.1.55	Техпереворужение тепловой сети от ЦТП-2(ТК 2К-1) до ТК 2К-3: 2Ду70 протяженностью 23 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	46	0,0	0,0	0,0	0,0	625,6
3.1.56	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-1 до зд.ул.Зверева, 15(ул.Калинина, 16а): 2Ду50 протяженностью 23 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	46	0,0	0,0	0,0	0,0	567,2
3.1.57	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-2 до зд.Калинина, 18: 2Ду50 протяженностью 36 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	72	0,0	0,0	0,0	0,0	887,8
3.1.58	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-2 до зд.Зверева, 17: 2Ду50 протяженностью 39 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	78	0,0	0,0	0,0	0,0	961,7
3.1.59	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-4 до зд.Ленина, 39(ул.Зверева, 19): 2Ду50 протяженностью 44 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	88	0,0	0,0	0,0	0,0	1 085,0

№ проект а	Наименование мероприятий	Принад- лежность	Обоснование инвестиций	Ду, мм	Длина, в одноструб. исчисл., м	Объём финансирования мероприятий, включенных в ИП, тыс.руб. без НДС				
						2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.1.60	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-3 до ТК 2К-5: 2Ду70 протяженностью 37 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	70	74	0,0	0,0	0,0	0,0	1 006,4
3.1.61	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-3 до зд.ул.Калинина,16: 2Ду50 протяженностью 40 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	80	0,0	0,0	0,0	0,0	986,4
3.1.62	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-3 до зд.ул.Зверева,13: 2Ду50 протяженностью 35 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	70	0,0	0,0	0,0	0,0	863,1
3.1.63	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-5 до зд. Калинина,14: 2Ду50 протяженностью 40 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	80	0,0	0,0	0,0	0,0	986,4
3.1.64	Техпереворужение тепловой сети от ТК 2К-5 до зд.Зверева,11(ул.Горького,2): 2Ду50 протяженностью 25 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	50	50	0,0	0,0	0,0	0,0	616,5
3.1.65	Техпереворужение тепловой сети от 7 НО - 4 до 7 НО - 9: 2Ду700 протяженностью 900 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	1000	1800	0,0	0,0	0,0	0,0	106 369,7
3.1.66	Техпереворужение тепловой сети от ТК10-2 до ТК10-4-8: 2Ду150 протяженностью 370 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	АО "КТК"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	200	740	0,0	0,0	0,0	0,0	14 142,1
3.1.67	Техпереворужение тепловой сети от ТК 12-5 до ул.60 Лет Октября,2: 2Ду-125/100/70 протяженностью 45/56,5/6 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	125/100/70	215	0,0	0,0	0,0	0,0	3 702,5
3.1.68	Техпереворужение тепловой сети от ТК А3-5 до жилого дома по ул. Комсомольская № 12: 2Ду40 протяженностью 31 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	40	62	0,0	0,0	0,0	0,0	764,5
3.1.69	Техпереворужение тепловой сети от ТК 5-02-9 до жилых домов по ул. Свердлова 13, 15, 17-34: 2Ду100/50 - 310/217 м.п. (Проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы)	МО "Город Кирово-Чепецк"	исчерпание эксплуатационного ресурса, повышение надежности теплоснабжения	100/50	1054	0,0	0,0	0,0	0,0	15 899,4
Итого						91 144,7	96 953,2	121 985,3	149 986,8	180 374,9

3.3. Обоснование источников инвестиций по источникам тепловой энергии и тепловых сетей в МКР Каринторф

Исходя из объемов финансирования, требуемых для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей в период с 2019 по 2033 годы, из таблицы 1.2. по ООО «Рубеж» видно, что за рассматриваемый период (15 лет) среднегодовая потребность в финансировании составляет 12196,6 тыс. руб.

Источником финансирования для реализации данных мероприятий является амортизация и прибыль из тарифа на отпуск тепловой энергии конечным потребителям. В действующем тарифе ООО «Рубеж» амортизация собственных средств и прибыль не включены. Откуда можно сделать вывод, что на сегодня источником финансирования мероприятий могут быть только заемные средства. Мероприятия по реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей не являются экономически эффективными, поэтому привлечение заемных средств не представляется целесообразным. На сегодня источник финансирования мероприятий по реконструкции и технического перевооружения тепловых в МКР Каринторф отсутствует.

В случае перехода МО «Город Кирово-Чепецк» на реализацию мероприятий для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей удастся дополнительно привлечь около 3 млн. руб. за период с 2019 по 2023 год.

На момент актуализации схемы теплоснабжения инвестиционная программа по ООО «Рубеж» на период с 2018 по 2033 год не разработана.

В качестве мероприятий обязательных для исполнения рекомендуются работы по выполнению капитального ремонта водогрейных котлов в котельной.

Таблица 3.6

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.							Источник финансирования	
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024-2028г.	2029-2033г.		2019-2033г.
Котельная МКР Каринторф										
	ИТОГО			2400					2400	не определен
1	Капитальный ремонт водогрейных котлов КВаГн "Вулкан"VK-2000 (2 шт.) и КВаГн "Вулкан"VK-1500 (2 шт.)					2400			2400	не определен

Раздел 4. Расчеты экономической эффективности инвестиций. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Описание обоснований инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение осуществляется в соответствии с п. 48 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154) глава «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» содержит:

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

б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;

в) расчеты эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей (капитальные затраты) в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

Тарифно-балансовая модель сформирована в составе следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

Индексы-дефляторы МЭР;

Баланс тепловой мощности;

Баланс тепловой энергии;

Топливный баланс;

Баланс теплоносителей;

Балансы электрической энергии;

Балансы холодной воды питьевого качества;

Тарифы на покупные энергоносители и воду;

Производственные расходы товарного отпуска;

Производственная деятельность;

Инвестиционная деятельность;

Финансовая деятельность;

Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использования индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать:

прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и плановый период 2018-2020 годов;

временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с прогнозными индексами цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности.

Для показателя "Балансы тепловой мощности" использованы материалы книг №10.

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №10.

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№10.

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №6.

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №10.

Для показателя "Тарифы на покупаемые предприятием первичные энергоресурсы и воду" сформированы перспективные цены на покупаемые предприятием первичные энергоресурсы и воду.

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозные индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России.

Для показателя "Производственные расходы товарного отпуска" использованы данные о соответствующих показателях по материалам тарифных дел с применением индексов-дефляторов МЭР и с учетом изменения балансов в зависимости от планируемых к реализации проектов схемы теплоснабжения. По результатам моделирования установлена перспективная цена на тепловую энергию с учетом и без учета реализации проектов схемы теплоснабжения.

Показатели "Производственная деятельность", "Инвестиционная деятельность" и "Финансовая деятельность" сформированы потоки денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающего предприятия с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения и источников покрытия финансовых потребностей (капитальные затраты) для их реализации.

В данный раздел включены следующие сведения:

- описание используемых индексов-дефляторов и их применение;
- результаты перспективных балансовых соотношений;
- финансовые потребности проектов, групп проектов, рекомендуемых схемой теплоснабжения к включению в инвестиционную программу предприятия;
- результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;
- расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;
- предложения по покрытию дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения из тарифных и привлеченных источников;
- расчеты перспективной цены на тепловую энергию;
- рекомендуемый по результатам расчетов сценарий реализации проектов, включенных в схему теплоснабжения.

4.1. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

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

4.1.1. Основные принципы оценки эффективности

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников. Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами. Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения. В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

С целью приведения финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России, Для формирования долгосрочных показателей используются:

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на плановый период 2018-2020 гг. и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 г.

- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2032 года в соответствии с прогнозными индексами цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности.

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,09
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,034	0,031	0,03	0,03	0,03	,03	0,03	0,15

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

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

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта.

При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность одновременных затрат и результатов.

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

4.1.2. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

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

К оттокам - производственные издержки, налоги.

4.1.3. Дисконтирование денежных потоков

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

Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

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

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

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

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

где E - ставка дисконтирования с учетом риска;

r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

В соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов ориентировочная величина обычного коэффициента дисконтирования (табл. 4.2) равна:

Таблица 3.2.

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

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

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

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

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

• Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

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

• Внутренняя норма доходности IRR;

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

• Индекс рентабельности инвестиций PI;

$$PI = PV / IC$$

• Степень устойчивости проекта;

$$IRR - E$$

• Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;

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

• Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

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

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

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

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке (разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов.»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 18% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитором), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

4.1.4. Анализ чувствительности проекта

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

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

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

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

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

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

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

4.2. Мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах

4.2.1. В зоне нового строительства № 1

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства №1 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 2 300 м².

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,0861 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- от существующей тепловой камеры ТК-7-01а до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 1 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.1-1.

Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.1-1

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК-7-01а	Проект. ТК	70	50	При начале строительства.	Подземная бесканальная, ППМ	1 541,2
ИТОГО						1 541,2

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с

учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации
- 2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.1-2.

Таблица 4.2.1-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1 465	9,90%	8,43	8,43
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	(305)	9,90%	8,43	не окупается

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств не является экономически эффективным мероприятием.

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.2.1-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.1-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	1 541,2
Расчетная предпринимательская прибыль (РРП 5%)	тыс. руб.	77,1
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	15,4
Итого в расчете на 0,0861 Гкал/час	тыс. руб.	1 633,7
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	18973,9

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.2. В зоне нового строительства № 2

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост площади строительных фондов составит 75 257 м² (Общественные и жилые здания). Прирост теплопотребления составит 1,782 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- от существующей тепловой камеры ТК 4-23-3 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 40 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- от существующей тепловой камеры ТК-22-4 до проектируемой тепловой камеры №3 в зоне нового строительства № 2 длиной 130 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- от существующей тепловой камеры ТК-22-1-1 до проектируемой тепловой камеры № 5 в зоне нового строительства № 2 длиной 230 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- от существующей тепловой камеры Уз. России 31-1 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 60 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.2-1

Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.2-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК 4-23-3	Объект тепло-снабжения	50	40	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	1165,6
ТК-22-4	Проект. ТК № 3	100	130	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	4353,7
ТК-22-1-1	Проект. ТК № 5	100	230	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	7702,8
Уз. России 31-1	Объект тепло-снабжения	50	60	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	1748,4
ИТОГО						14970,4

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения

определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации
- 2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.2-2.

Таблица 4.2.2-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	68 354	38,15%	3,76	3,76
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	14 551	38,15%	3,76	4,74

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств может является экономически эффективным мероприятием.

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.2.3-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.2-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	14 970,4
Расчетная предпринимательская прибыль (РПП 5%)	тыс. руб.	748,5
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	149,7
Итого в расчете на 1,782 Гкал/час	тыс. руб.	15 868,6
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	8905,0

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.3. В зоне нового строительства № 3

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост площади строительных фондов составит 12 310 м² (общественные и жилые здания), 6 960 м² (индивидуальное жилищное строительство). Прирост теплопотребления составит 0,4737 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- от существующей тепловой камеры ТК 7-10 до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 3 длиной 300 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 80 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.3-1

Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.3-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина, (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК 7-10	Проект. ТК	80	300	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	9499,8
ИТОГО						9499,8

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации

2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.3-2.

Таблица 4.2.3-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	12 043	13,28%	7,32	7,32
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	(588)	13,28%	7,32	не окупается

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств не является экономически эффективным мероприятием.

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.2.3-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.3-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	9 499,8
Расчетная предпринимательская прибыль (РРП 5%)	тыс. руб.	475,0
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	95,0
Итого в расчете на 0,4737 Гкал/час	тыс. руб.	10 069,8
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	21 257,7

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.4. В зоне нового строительства № 4

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 3 100 м².

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,0608 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- от существующей тепловой камеры ТК 9-20 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 4 длиной 150 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.4-1.

Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.4-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина, (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК 9-20	Проект. ТК	70	150	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	4623,6
ИТОГО						4623,6

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств не является экономически эффективным мероприятием.

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен

(тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации
- 2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.4-2.

Таблица 4.24-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	(2 233)	-7,55%	не окупается	не окупается
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	(2 823)	-7,55%	не окупается	не окупается

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.2.4-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.4-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	4 623,6
Расчетная предпринимательская прибыль (РРП 5%)	тыс. руб.	231,2
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	46,2
Итого в расчете на 0,0608 Гкал/час	тыс. руб.	4 901,0
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	80 608,0

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.5. В зоне нового строительства № 5

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 5 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 21 080 м². Объекты строительства – общественные здания. Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,4355 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2014 г.: от существующей тепловой камеры ТК 10-8 до проектируемой тепловой камеры № 1 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-9 до проектируемой тепловой камеры № 2 в зоне нового строительства № 5 длиной 70 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-7 до проектируемой тепловой камеры № 3 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.5-1.

Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.5-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина, (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК 10-8	Проект. ТК №1	70	50	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	1541,2
ТК 12-9	Проект. ТК №2	70	70	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	2157,7
ТК 12-7	Проект. ТК №3	100	50	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	1674,5
ИТОГО						5373,4

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о

размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации
- 2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.5-2.

Таблица 4.2.5-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 801	25,24%	5,00	5,00
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	2 172	25,24%	5,00	7,19

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств не является экономически эффективным мероприятием.

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.2.5-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.5-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	5 373,4
Расчетная предпринимательская прибыль (РПП 5%)	тыс. руб.	268,7
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	53,7
Итого в расчете на 0,4355 Гкал/час	тыс. руб.	5 695,8
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	13 078,7

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.6. В зоне нового строительства № 6

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2027 гг. составит 10 080 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий – 84.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2018 г.) приведены в таблице. 4.2.6-1.

Таблица 4.2.6-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	352,7
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	423,3
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	6137,2
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	6913,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	141,1
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	7054,2
НДС	тыс. руб.	1269,8
Всего смета проекта	тыс. руб.	8324,0

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 6 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 4.2.6-3.

Показатель	2018 г. г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	1784	2616	2718	2824	2934	3049	3168

Видно, что в ценах 2018 года себестоимость 1 Гкал выше действующего на второе полугодие 2018 года тарифа АО «КТК» для населения 1537,13 руб/Гкал.

4.2.7. В зоне нового строительства № 7

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 91 660 м².

Объекты строительства – общественные и жилые здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 1,6544 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- от существующей тепловой камеры ТК 5-20А до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 7 длиной 600 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 200 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.2.7-1. Стоимость мероприятий рассчитана на основании данных о сложившейся среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Таблица 4.2.7-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина, (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства без НДС в ценах 2018 г. тыс. руб.
ТК 5-20А	Проект. ТК №1	200	600	При начале строительства	Подземная бесканальная, ППМ	25103,5
ИТОГО						25103,5

Собственником тепловых сетей станет АО «КТК». Строительство тепловых сетей проводит АО «КТК» за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

В ценовых зонах теплоснабжения плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается соглашением сторон договора на подключение (технологическое присоединение). В случае, если стороны договора не достигли соглашения о размере платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения определяется в порядке, установленном частями 8 - 12 статьи 14 настоящего Федерального закона, основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, с учетом особенностей определения технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения, установленных в правилах подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения,

утвержденных Правительством Российской Федерации.

Экономическая эффективность проекта для ПАО «Т Плюс» рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) за счет собственного капитала организации
- 2) за счет заемного капитала

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.2.7-2.

Таблица 4.2.7-2.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	51 022	19,68%	5,86	5,86
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	4 465	19,68%	5,86	9,58

Из расчета видно, что строительство тепловых сетей для ПАО «Т Плюс» за счет своих средств не является экономически эффективным мероприятием.

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.1.7-3.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.2.7-3.

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	25 103,5
Расчетная предпринимательская прибыль (РРП 5%)	тыс. руб.	1255,2
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	251,0
Итого в расчете на 1,6544 Гкал/час	тыс. руб.	26 609,7
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	16 084,2

Реализация данных мероприятий предполагает изменение конечного тарифа в соответствии установленным индексом изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем по субъекту Российской Федерации. Прогноз изменения тарифов на тепловую энергию в данном случае построен с учетом изменения индексов МЭР (см. Книгу 14, Главу 14).

4.2.8. В зоне нового строительства № 8

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2014 – 2033 гг. составит 10 080 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий – 219.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.2.8-1.

Таблица 4.2.8-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	919,8
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1103,8
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	16004,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	18028,1
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	367,9
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	18396,0
НДС	тыс. руб.	3311,3
Всего смета проекта	тыс. руб.	21707,3

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 8 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 4.2.6-3.

Показатель	2018 г. г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	1784	2616	2718	2824	2934	3049	3168

Видно, что в ценах 2018 года себестоимость 1 Гкал выше действующего на второе полугодие 2018 года тарифа АО «КТК» для населения 1537,13 руб/Гкал.

4.3. Мероприятия, связанные с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Мероприятия, связанные с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), носят вынужденный характер и не являются экономически эффективными, поэтому расчеты экономической эффективности инвестиций по ним не проводятся.

Объем финансирования вынужденных мероприятий, связанных с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), на период с 2019 по 2033 годы при сохранении существующего тарифа с учетом индексов МЭР (таблица 3.1) предусматривает следующую динамику изменения конечных тарифов для потребителей тепловой энергии:

Таблица 4.3.1.

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода, руб/Гкал															
		факт 2 пг 2018	2 пг 2019	2 пг 2020	2 пг 2021	2 пг 2022	2 пг 2023	2 пг 2024	2 пг 2025	2 пг 2026	2 пг 2027	2 пг 2028	2 пг 2029	2 пг 2030	2 пг 2031	2 пг 2032	2 пг 2033
4	АО «КТК» (прочие)	1277,5	1328,6	1381,7	1437,0	1494,4	1554,2	1616,4	1681,1	1748,3	1818,2	1891,0	1966,6	2045,3	2127,1	2212,1	2300,6
	АО «КТК» (население)	1537,13	1598,6	1662,6	1729,1	1798,2	1870,2	1945,0	2022,8	2103,7	2187,8	2275,3	2366,3	2461,0	2559,4	2661,8	2768,3
5	ООО «Рубеж» (прочие)	1715,3	1773,3	1829,9	1903,1	1979,2	2058,4	2140,7	2226,4	2315,4	2408,0	2504,3	2604,5	2708,7	2817,0	2929,7	3046,9
	ООО «Рубеж» (население)	1715,3	1773,3	1829,9	1903,1	1979,2	2058,4	2140,7	2226,4	2315,4	2408,0	2504,3	2604,5	2708,7	2817,0	2929,7	3046,9

Объем финансирования вынужденных мероприятий, связанных с исчерпанием эксплуатационного ресурса, с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, обеспечением нормативной надежности теплоснабжения, перераспределением тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), на период с 2019 по 2033 годы при переходе МО «Город Кирово-Чепецк» в ценовую зону теплоснабжения (таблица 3.2) предусматривает динамику изменения конечных тарифов для потребителей тепловой энергии, представленную в таблицах 4.3.2. и 4.3.3.

Таблица 4.3.2.

АО "Кировская теплоснабжающая компания» (Кирово-Чепецк)					
Год	2 пг 2019 г.	2 пг 2020 г.	2 пг 2021 г.	2 пг 2022 г.	2 пг 2023 г.
Ц пр i,t (прочие), руб./Гкал (без НДС)	1531,09	1588,00	1647,10	1708,48	1772,25
Ц пр i,t (прочие), руб./Гкал (с НДС 20%)	1837,31	1905,60	1976,52	2050,18	2126,70
Конечный тариф, руб./Гкал (население без НДС)	1 354,76	1 408,95	1 465,30	1 523,92	1 584,87
Рост тарифа с 1 июля, %	104,00%	104,00%	104,00%	104,00%	104,00%
Конечный тариф, руб./Гкал (прочие без НДС)	1 328,56	1 381,70	1 436,97	1 494,45	1 554,23
Рост тарифа с 1 июля, %	104,00%	104,00%	104,00%	104,00%	104,00%
<i>Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) (население)</i>	<i>0,9050</i>	<i>0,9279</i>	<i>0,9516</i>	<i>0,9759</i>	<i>1,0000</i>
Ц пр i,t с учетом К i,t (население), руб./Гкал (без НДС)	1 385,57	1 473,49	1 567,41	1 667,33	1 772,25
Рост тарифа с 1 июля (население), %	106,37%	106,35%	106,37%	106,37%	106,29%
<i>Изменение размеры платы граждан относительно величины, установленной по субъекту РФ, %</i>	<i>2,37%</i>	<i>2,35%</i>	<i>2,37%</i>	<i>2,37%</i>	<i>2,29%</i>
<i>Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) (прочие)</i>	<i>0,9050</i>	<i>0,9279</i>	<i>0,9516</i>	<i>0,9759</i>	<i>1,0000</i>
Ц пр i,t с учетом К i,t (прочие), руб./Гкал (без НДС)	1 385,57	1 473,49	1 567,41	1 667,33	1 772,25
Рост тарифа с 1 июля (прочие), %	108,46%	106,35%	106,37%	106,37%	106,29%

- по графику равномерного поэтапного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до цены «альтернативной котельной»
- предельные уровни цены на тепловую энергию (мощность) устанавливаются на уровне тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, действующих на предполагаемую дату окончания переходного периода

АО «Кировская теплоснабжающая компания» обеспечивает теплом население и прочих потребителей. Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на день окончания переходного периода прогнозируется выше действующего тарифа на тепловую энергию (мощность) для обеих групп потребителей. Соответственно, достижение предельного уровня цены предполагается за максимально возможные 5 лет по графику поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

Таблица 4.3.3.

ООО "Рубеж" (налог на добавленную стоимость не взимается в соответствии со ст. 346.11 НК РФ)					
Год	2 пг 2019 г.	2 пг 2020 г.	2 пг 2021 г.	2 пг 2022 г.	2 пг 2023 г.
Ц пр i,t (прочие), руб./Гкал (без НДС)	1531,09	1588,00	1647,10	1708,48	1772,25
Ц пр i,t (прочие), руб./Гкал (с НДС 20%)	1837,31	1905,60	1976,52	2050,18	2126,70
Конечный тариф, руб./Гкал (население)	1 773,30	1 829,90	1 903,10	1 979,22	2 058,39
Рост тарифа с 1 июля, %	103,38%	103,19%	104,00%	104,00%	104,00%
Конечный тариф, руб./Гкал (прочие)	1 773,30	1 829,90	1 903,10	1 979,22	2 058,39
Рост тарифа с 1 июля, %	103,38%	103,19%	104,00%	104,00%	104,00%
<i>Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) (население)</i>	<i>0,9746</i>	<i>0,9807</i>	<i>0,9872</i>	<i>0,9938</i>	<i>1,0000</i>
Ц пр i,t с учетом К i,t (население), руб./Гкал (без НДС)	1 790,58	1 868,86	1 951,14	2 037,42	2 126,70
<i>Рост тарифа с 1 июля (население), %</i>	<i>104,39%</i>	<i>104,37%</i>	<i>104,40%</i>	<i>104,42%</i>	<i>104,38%</i>
<i>Изменение размеры платы граждан относительно величины, установленной по субъекту РФ, %</i>	<i>0,39%</i>	<i>0,37%</i>	<i>0,40%</i>	<i>0,42%</i>	<i>0,38%</i>
<i>Размер коэффициента к предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность) (прочие)</i>	<i>0,9746</i>	<i>0,9807</i>	<i>0,9872</i>	<i>0,9938</i>	<i>1,0000</i>
Ц пр i,t с учетом К i,t (прочие), руб./Гкал (без НДС)	1 790,58	1 868,86	1 951,14	2 037,42	2 126,70
<i>Рост тарифа с 1 июля (прочие), %</i>	<i>104,39%</i>	<i>104,37%</i>	<i>104,40%</i>	<i>104,42%</i>	<i>104,38%</i>

- по графику равномерного поэтапного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до цены «альтернативной котельной»
- предельные уровни цены на тепловую энергию (мощность) устанавливается на уровне тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, действующих на предполагаемую дату окончания переходного периода

ООО «Рубеж» обеспечивает теплом население и прочих потребителей. Налог на добавленную стоимость по ООО «Рубеж» не взимается в соответствии со ст. 346.11 НК РФ, поэтому все тарифы учитываются с включенным в них НДС (20% с 2019 года). Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на день окончания переходного периода прогнозируется выше действующего тарифа на тепловую энергию (мощность) для обеих групп потребителей. Соответственно, достижение предельного уровня цены предполагается за максимально возможные 5 лет по графику поэтапного равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность).

4.4. Мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

Мероприятие по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую не является экономически эффективным:

- 1) изменения полезного отпуска тепловой энергии потребителям не произойдет, поскольку нагрузка потребителей остается неизменной;
- 2) по Кировской ТЭЦ-3 и АО «КТК» произойдет снижение отпуска теплоносителя; тариф на теплоноситель установлен без включения РПП, т.е. фактически теплоноситель реализуется по себестоимости.

Источник финансирования для реализации мероприятий на момент актуализации Схемы теплоснабжения не определен.

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ рассчитана дополнительная стоимость на 1 Гкал в целом по зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3, которая складывается из затрат на эксплуатацию ИТП и амортизации оборудования.

Таблица 4.4.3.

Показатель	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Дополнительная стоимость для потребителей на 1 Гкал в целом по зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3, руб. без НДС	63,46	124,64	190,37	256,98
Рост тарифа на тепловую энергию для населения, требуемый для получения финансирования в необходимом объеме	8,50%	12,51%	16,49%	20,21%

Показанное повышение стоимости тепловой энергии для населения на сегодня не может быть достигнуто без риска повышения уровня социальной напряженности. Кроме того, мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую схему ГВС не могут быть проведены без согласия собственников зданий. Исходя из чего, мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую схему ГВС в МО «Город Кирово-Чепецк», при условии определения источника финансирования, предполагается реализовать в период с 2021 по 2024 годы.

4.5. Мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировская ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения

Мероприятия, планируемые по Кировской ТЭЦ-3 на период с 2018 по 2033 годы, направлены на поддержание надежной и безотказной работы основного и вспомогательного оборудования, носят вынужденный характер и не являются экономически эффективными, поэтому расчеты экономической эффективности инвестиций по ним не проводятся.

4.6. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, в целях обеспечения надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии котельной МКР Каринторф ООО «Рубеж»

Инвестиционная программа по ООО «Рубеж» на период с 2018 по 2033 год не разработана.

4.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по монтажу у потребителей МКР Каринторф систем горячего водоснабжения

Подробный расчет финансовых потребностей по монтажу систем горячего водоснабжения приведен в Книге 5.

В период 2020–2022 гг. предлагается ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения в МКР Каринторф в 60 жилых домах. В 2020 г. – 20 жилых домов, в 2021 г. – 20 жилых домов, в 2022 г. – 20 жилых домов. Общая нагрузка ГВС оценивается в 0,5985 Гкал/час. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.7.1.

Таблица 4.7.1.

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего
Стоимость работ ИТОГО, тыс. руб. без НДС.	20800	21632	22497	64929

Стоимость работ по установке теплообменного оборудования определена оценочно. Оценка не включает перечень и стоимость мероприятий, на внутридомовых сетях, внешних сетях теплоснабжения и водоснабжения, на устройствах водоподготовки и водозаборах микрорайона, необходимых для организации системы горячего водоснабжения, определить которые возможно после проведения комплекса проектно-изыскательских работ.

Источник финансирования для реализации мероприятий на момент актуализации Схемы теплоснабжения не определен.

С точки зрения теплоснабжающей организации увеличение полезного отпуска тепловой энергии на нужды ГВС повлияет на увеличение общего объема полезного отпуска, учитываемого в тарифе. Затраты на выработку теплоэнергии будут включены в НВВ. Поэтому в качестве эффекта можно рассчитывать только на увеличение доли расчетной предпринимательской прибыли, учитываемой в НВВ в размере не более 5%. Величина полезного отпуска тепла на ГВС оценивается в 1456 Гкал в год. РПП при действующем тарифе 1 715,3 руб./Гкал составит 124,9 тыс. руб.

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ рассчитана дополнительная стоимость на 1 Гкал в целом по группе потребителей «население» МКР Каринторф, которая складывается из затрат на эксплуатацию ИТП и амортизации оборудования.

Таблица 4.7.2.

Показатель	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Дополнительная стоимость для потребителей на 1 Гкал в целом по категории потребителей «население» в МКР «Каринторф», руб. без НДС	183,24	370,21	561,07
Рост тарифа на тепловую энергию для населения, требуемый для получения финансирования в необходимом объеме	15,6%	28,3%	39,4%

Показанное повышение стоимости тепловой энергии для населения на сегодня не может быть достигнуто без риска повышения уровня социальной напряженности. Кроме того, мероприятия не могут быть проведены без согласия собственников зданий.

4.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по наладке внутрисанитарных систем теплоснабжения

На проведенных в Книге 4 гидравлических расчетов системы теплоснабжения г.Кирово-Чепецка по состоянию на 2018 г. можно сделать вывод, что располагаемые напоры на вводе в тепловые пункты некоторых конечных абонентов тепловой сети ниже рекомендуемых для схем с элеваторным подключением 15 метров водного столба.

Проблема некачественного теплоснабжения связана в первую очередь с разбалансировкой тепловой сети. В настоящее время у значительной части абонентов (более чем в 95% ИТП) отсутствуют регулирующие устройства в тепловых пунктах зданий (что усугубляется несоответствием фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям).

Кроме того, в 48 ИТП сопла элеваторов отсутствуют, системы отопления этих зданий подключены напрямую от СЦТ с температурным графиком 145/70 °С, в то время как максимально допустимая температура теплоносителя, поступающего в отопительные приборы системы отопления, не должна превышать 75 °С по санитарным нормам (перечень представлен в Приложении 3 Книги 5).

Отсутствие регулирующих устройств, а также неисполнение управляющими компаниями требований по установке на тепловых пунктах расчетных значений сопел элеваторов приводит к появлению сверхнормативных расходов теплоносителя в системе теплоснабжения, снижающих располагаемые напоры на вводах абонентов в периферийных зонах.

Разбалансированность системы заключается в неверном распределении потоков теплоносителя по системе теплоснабжения: из-за отсутствия ограничительных устройств, теплоноситель идет в сторону наименьшего сопротивления - через близко расположенных к станции абонентов, вследствие чего зона, близкая к ТЭЦ, становится зоной перетопа, а к остальным абонентам приходит теплоноситель ненадлежащего качества.

Допускается нарушение требований «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (далее - Правила), утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» в части выполнения пункта 9.5.1: «Температура воды в системе горячего водоснабжения поддерживается при помощи автоматического регулятора, установка которого в системе горячего водоснабжения обязательна. Присоединение к трубопроводам теплового пункта установок горячего водоснабжения с неисправным регулятором температуры воды не допускается». Отсутствие регулятора температуры горячей воды также является нарушением пункта 5 «Обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании» (СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» утвержденный Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 7 апреля 2009 г. №20 «Об утверждении СанПиН 2.1.4.2496-09»), Приложения №1 «Требования к качеству оказания коммунальных услуг» Правил

предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов». Согласно СанПиН 2.1.4.2496-09 пункт 2.4. «Температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60°C и не выше 75°C». В домах с индивидуальными тепловыми пунктами, подключенными к Кировской ТЭЦ-3 с температурным графиком 145/70 со срезкой на 121°C, при отсутствии регулятора температуры горячей воды либо его неисправности, температура горячей воды в точке водоразбора может достигать более 100°C, что несет опасность для здоровья и жизни людей.

Согласно п. 9.5.1 Правил все тепловые пункты, в которых происходит приготовление горячей воды, должны иметь исправные автоматические регуляторы.

Согласно п. 9.1.52 и п.9.1.53 Правил для обеспечения заданного расхода и температуры теплоносителя необходимо проводить коррекцию диаметров сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, а также настройку автоматических регуляторов в обслуживаемых тепловых пунктах.

Не менее важной является проблема загрязнения систем отопления зданий коррозионными отложениями и накипью, появление которых естественно в течение отопительного периода. Загрязненные трубы систем отопления обладают намного меньшей теплоотдачей, так как теплопроводность коррозионных загрязнений и накипи в десятки раз ниже теплопроводности «чистых» труб, что ведет к существенному снижению качества функционирования систем. Кроме того, при наличии отложений в трубопроводах системы отопления повышаются потери давления, что ведет к снижению расхода теплоносителя, который циркулирует в системе отопления. Для нормальной работы систем отопления необходимо своевременно проводить промывку систем от загрязнений всех типов, а также проводить контроль эффективности проведенной работы.

Для исключения последствий разбалансированности тепловой сети необходимо провести гидравлическую наладку. В результате выполнения по каждому ИТП наладочных работ и регулировки расход теплоносителя по тепловой сети в целом и по отдельным системам теплопотребления будет приближен к расчетному, исключатся сверхнормативные расходы теплоносителя в системе. При поддержании температуры теплоносителя в подающем трубопроводе сети в соответствии с установленным графиком с допустимыми отклонениями ± 1 °C будет обеспечиваться равномерный прогрев всех отопительных и вентиляционных систем.

Гидравлический расчет тепловой сети от ТЭЦ-3 в 2033г. выполнен с учетом наладки системы теплоснабжения и прироста тепловой нагрузки. После установки регулирующих устройств во всех тепловых пунктах тепловой сети налаживается потокораспределение в системе теплоснабжения, располагаемые напоры возрастают во всех точках тепловой сети.

В качестве первоочередных мероприятий, необходимых для обеспечения нормальной работы тепловых узлов потребителей тепловой энергии и системы теплоснабжения в целом рекомендуется:

- промывка систем отопления у всех абонентов для снижения сопротивления СО и приведения величины теплоотдачи отопительных приборов к номинальным величинам;
- приведение диаметров сужающих устройств к расчетным величинам для поддержания корректной работы систем отопления;
- установка у всех потребителей регуляторов расхода для поддержания расчетного расхода сетевой воды;
- установка у всех абонентов регуляторов температуры ГВС для исключения отклонений от нормативного значения 60 °С;

В качестве дополнительных мероприятий, необходимых для обеспечения нормальной работы тепловых узлов потребителей тепловой энергии и системы теплоснабжения в целом рекомендуется:

- проведение энергоаудита с целью определения фактических теплоизоляционных свойств строительных конструкций зданий, фактической тепловой нагрузки зданий, тепловой нагрузки ГВС;
- предусмотреть замену элеваторных узлов системы отопления на узлы с насосным подмешиванием, в том числе и для экономии теплопотребления.

В качестве источника финансирования мероприятий предлагается использовать средства Фонда капитального ремонта Кировской области, средства Управляющих компаний и ТСЖ, средства собственников жилых помещений многоквартирных домов, средства собственников общественных, коммерческих и производственных зданий и прочие источники.

Оценка стоимости мероприятий по наладке внутридомовых систем теплоснабжения показана в таблице 4.8.

Таблица 4.8.

Тип нарушения	Количество узлов ввода, шт.	Средняя стоимость работ на один узел ввода, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС
Несоответствие фактически установленных сопел элеваторов в ИТП рекомендуемым расчетным значениям	1421	1	1421
Отсутствие сужающих устройств (сопел элеваторов)	48	1	48,0
Отсутствие регулятора расхода	452	120	54240,0
Отсутствие регулятора температуры и регулятора расхода	1136	190	215840,0

Стоимость работ по установке узлов учета определена исходя из среднерыночной стоимости аналогичных работ.

4.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке приборов коммерческого учета у потребителей тепловой энергии

Из 1858 точек поставки ресурса только 896 (48%) точек оснащены приборами учета. По данным ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» в 2017 году 66,5% (451,736 тыс. Гкал) начислений произведено расчетным методом. Таким образом, в городе не удовлетворительным образом выполняются требования 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Начисления расчетным методом проводятся по 968 точкам поставки тепловой энергии, где в 790 точка поставки прибора учета тепловой энергии отсутствуют, в 58 точках поставки – не исправны более 3-х месяцев. Из 790 точек поставки 206 имеют нагрузку более 0.2 Гкал/час, 584 имеют нагрузку менее 0,2 Гкал/час.

Из 206 точек с нагрузкой более 0,2 Гкал/час техническая возможность по установке прибора учета тепловой энергии подтверждена в 201 точке.

Согласно п.5 ст.13 261-ФЗ до 1 июля 2012 года, а для Республики Крым и города федерального значения Севастополя до 1 января 2019 года собственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

Таким образом, требование п.5 ст.13 261-ФЗ на сегодняшний день выполнено не в полном объеме. Установку приборов учета тепловой энергии предлагается организовать в течении 2018-2019 годов.

Из 584 точек с нагрузкой менее 0,2 Гкал/час техническая возможность по установке прибора учета тепловой энергии подтверждена в 283 точках.

Согласно п.8 ст.13 261-ФЗ до 1 января 2019 года собственники объектов, которые указаны в частях 3 - 7 настоящей статьи и максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал/час, обязаны обеспечить оснащение таких объектов приборами учета используемой тепловой энергии, указанными в частях 3 - 7 настоящей статьи, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

В целях исполнения требований п.8 ст.13 261-ФЗ установку приборов учета тепловой энергии предлагается организовать до 01.01.2019.

В качестве источника финансирования мероприятий предлагается использовать средства Фонда капитального ремонта Кировской области, средства Управляющих компаний и ТСЖ, средства собственников жилых помещений многоквартирных домов, средства собственников общественных, коммерческих и производственных зданий и прочие источники.

Перечень точек поставки тепловой энергии, где есть возможность установки общедомовых приборов учета тепловой энергии, приведен в Приложении 3 Книги 1. Оценка стоимости мероприятий по наладке внутридомовых систем теплоснабжения показана в таблице 1.6.

Таблица 1.6

Показатель	Количество точек поставки, которые требуется оснастить приборами учета, шт.	Количество точек поставки, где есть техническая возможность установки узлов учета, шт.	Средняя стоимость работ на один узел учета, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, включая ПИР, оборудование, СМР, ПНР, тыс. руб. без НДС
Абоненты с нагрузкой более 0,2 Гкал/час	206	201	325	65325,0
Абоненты с нагрузкой менее 0,2 Гкал/час	584	283	120	33960,0
ВСЕГО	790	484		99285,0

Стоимость работ по установке узлов учета определена исходя из среднерыночной стоимости аналогичных работ.

Список использованных источников

1. Жилищный кодекс Российской Федерации
2. Налоговый кодекс РФ
3. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
4. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".
6. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378 "Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги".
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
8. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения».
9. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О ценообразовании в тепло-энергетике».
10. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
11. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. № 643).
12. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (утв. 1 сентября 2003 г. постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110)
13. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. № 228-э).
14. РД 153-34.1-09.321-2002. «Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС»
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477)
16. ВСН 29-95. Ведомственные строительные нормы по проектированию и бесканальной прокладке в г. Москве городских двухтрубных тепловых сетей из труб с индустриальной теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке
17. «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок», 2003.
18. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

19. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».
20. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утв. Госстроем России 12.08.2003.
21. ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия».
22. Слепченко В.С., Кузнецов Е.П., Зак М.Л., Быстров В.Д. «Расчет потребности в ресурсах для производства и передачи тепловой энергии». СПб: ФГОУ ДПО «ПЭ-ИПК», 2010.
23. Копко В.М. «Теплоизоляция трубопроводов теплосетей. Учебно-методическое пособие». Минск: «Технопринт», 2002.
24. Слепченко В.С. Петраков Г.П. Определение экономической эффективности замены старых трубопроводов тепловой сети в Санкт-Петербурге.
25. Ковалевский В.Б. Петухов Ю.С. Технико-экономические показатели теплоизолированных труб для тепловых сетей бесканальной прокладки.