

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА
НА ПЕРИОД С 2012 ГОДА ДО 2027 ГОДА**

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

**Муниципальный контракт
от 19 декабря 2011 г. № 13**

Разработчик: ОАО «Газпром промгаз»

Москва 2012



СОСТАВ РАБОТЫ

Том 2

Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.

Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения.

Часть 2 Источники тепловой энергии.

Книга 1 ТЭЦ, мини-ТЭЦ

Книга 2 Котельные

Часть 3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии.

Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 7 Балансы теплоносителя.

Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

Часть 9 Надежность теплоснабжения.

Часть 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.

Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения города.

Глава 4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.

Глава 5 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Глава 6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Глава 7 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Глава 8 Перспективные топливные балансы.

Глава 9 Оценка надежности теплоснабжения.

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

Глава 11 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

РЕФЕРАТ

Отчет – 201 стр., 18 рис., 72 табл., 8 источников

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

Объект исследования: системы теплоснабжения Городского округа Нижний Новгород в границах, определенных Генеральным планом развития до 2030 г., потребители тепловой энергии.

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

Метод работы: анализ и обобщение представленных исходных данных и документов по развитию города (Генеральный план города Нижнего Новгорода, утвержденный Постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 17.03.2011 № 22, Правила землепользования и застройки в г. Н. Новгороде, утвержденные постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 15.11.2005 № 89 с последующими изменениями, Схема теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2005 г. с учетом перспективы до 2010 г. и др.), разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующих и перспективных систем теплоснабжения города.

Новизна работы: схема теплоснабжения города на перспективу до 2027 г. с разработкой электронной модели разрабатывается впервые, в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154.

Результат работы: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

Практическое использование: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения предназначены для формирования проекта схемы теплоснабжения, подлежащего утверждению, и использования администрацией и другими структурными подразделениями города Нижнего Новгорода при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения.

Значимость работы: оптимальное развитие решений в части теплоснабжения, заложенных в Генеральном плане города, на основе требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", повышение за счет этого качества снабжения потребителей тепловой энергией, улучшение информационной поддержки принятия решений за счет использования электронной модели.

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования: эффективное функционирование системы теплоснабжения, ее развитие на базе ежегодной актуализации, с учетом правового регулирования в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначения и сокращения	7
1 Подход и методические особенности формирования финансовых потребностей строительства и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	9
1.1 Отечественный опыт использования газотурбинных и парогазовых блоков в инвестиционных программах российской энергетики.....	9
1.2 Техничко-экономическая информация по мини-ТЭЦ.....	14
1.3 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных.....	17
1.4 Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей	22
1.5 Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования.....	23
1.5.1 Демонтаж энергетического оборудования	23
1.5.2 Ликвидация котельных	24
1.5.3 Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат	27
1.6 Обоснования затрат в реконструкцию систем теплоснабжения при переводе с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения	27
1.6.1 Техническая и экономическая целесообразность	27
1.6.2 Технические подходы и структурные изменения.....	31
1.6.3 Основные экономические показатели	35
1.7 Обоснование затрат при решении проблем Автозаводской ТЭЦ.....	36
1.7.1 Восстановление и установка на ТНС-30 баков-аккумуляторов	36
1.7.2 Реконструкция прямоугольных баков-аккумуляторов	37
1.7.3 Замена теплообменников на более эффективные при переходе на новый график регулирования с изломом	38
1.7.4 Установка теплообменников на ЦТП-14 и ЦТП-15	38
1.7.5 Установка тепловых камер.....	38
1.7.6 Стоимость оснащения насосов ГВС преобразователями частоты	40
2 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	42

2.1	Демонтаж и строительство новых энергетических мощностей на существующих ТЭЦ, котельных и перспективных площадках.....	42
2.2	Строительство новых БМК путем замещения тепловых мощностей на существующих котельных Нижнего Новгорода.....	43
2.3	Реконструкция существующих котельных	44
2.4	Оснащение приборами учета тепловой энергии котельных.....	44
2.5	Закрытие существующих котельных путем реконструкции в ЦТП.....	86
2.6	Обоснование затрат при решении проблем ГВС Сормовской и Автозаводской ТЭЦ.....	86
2.7	Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым энергоисточникам.....	86
3	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	117
3.1	Собственные средства энергоснабжающих предприятий.....	117
3.2	Бюджетное финансирование	121
4	Расчеты эффективности инвестиций.....	132
4.1	Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей	132
4.2	Цены на газ и тарифы на электроэнергию и тепло	133
4.3	Эффективность от закрытия малоэффективных котельных с передачей потребителей другим теплоисточникам	135
4.4	Техническое перевооружение котельных	138
4.5	Замещение котельных путем строительства новых БМК.....	140
4.6	Эффективности строительства новых ТЭЦ.....	142
5	Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	144
5.1	Автозаводская ТЭЦ	144
5.2	Сормовская ТЭЦ.....	154
5.3	Новые ТЭЦ	162
5.4	Закрытие котельных	165
5.5	Строительство и модернизация котельных.....	167
5.5.1	ООО «Энергосети»	167

5.5.2	ООО «Агрокомплекс «Доскино»	170
5.5.3	ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»	173
5.5.4	ОАО «Теплоэнерго»	176
5.5.5	ФГУП НПП «Полет»	182
5.5.6	ГОУ ВПО Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева	185
5.5.7	ООО «Санаторий им. ВЦСПС»	188
5.5.8	ОАО МК «Нижегородский»	191
5.5.9	ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе»	194
5.6	Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения г. Нижний Новгород на перспективу до 2027 года	197
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	201

Обозначения и сокращения

В настоящей работе использованы следующие обозначения и сокращения:

ГВС -	горячее водоснабжение;
ТСС -	теплоснабжающая система;
ЦТП -	центральный тепловой пункт;
ИТП -	индивидуальный тепловой пункт;
ТК -	тепловая камера;
УТ -	тепловой узел;
ПВП -	пароводяной водоподогреватель;
ВВП -	водоводяной подогреватель;
БА -	бак-аккумулятор;
ТНС -	тепловая насосная станция;
ТГК -	территориальная генерирующая компания;
ГРЭС -	государственная районная электростанция;
ТЭС -	тепловая электростанция;
ТЭЦ -	теплоэлектроцентраль;
ГТЭС -	газотурбинная тепловая электростанция;
ПТЭС -	парогазовая тепловая электростанция;
ЕЭС -	единая энергосистема;
ГТУ -	газотурбинная установка;
ГТУ ТЭЦ -	газотурбинная теплоэлектроцентраль;
ПГУ -	парогазовая установка;
ПГУ ТЭЦ -	парогазовая теплоэлектроцентраль;
КПД -	коэффициент полезного действия;
ЧДД -	чистый дисконтированный доход;
ВНД -	внутренняя норма доходности;
ИВИ -	индекс выгодности инвестиций;
БМК -	блочно-модульная котельная;
ПИР -	проектно-изыскательские работы;
ПСД -	проектно сметная документация;
РД -	рабочая документация;

СМР - строительно-монтажные и наладочные работы.

1 Подход и методические особенности формирования финансовых потребностей строительства и технического перевооружения систем теплоснабжения

1.1 Отечественный опыт использования газотурбинных и парогазовых блоков в инвестиционных программах российской энергетики

В 2008 г. была разработана «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года», которая одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации № 215-р от 22 февраля 2008 г.

Анализ проектов реконструкции, а также строительства новых тепловых электростанций на основе парогазовых циклов (ПГУ), как включенных в Генеральную схему (мощностью 500 МВт и выше), так и более мелких (разработанных на региональных уровнях), показывает, что капиталовложения на единицу мощности снижаются, с увеличением мощности самой установки. Так для ПГУ мощностью до 190 МВт удельные капиталовложения составляют от 1100 до 2700 долл./кВт (таблица 1).
Таблица 1 - Обзор выполненных проектов ТЭС с блоками ПГУ мощностью до 190 МВт

Наименование	Предполагаемое оборудование	Удельные капвложения, долл./кВт
Игумновская ТЭЦ (Нижегородская обл.)	3хПГУ-25	1600
Омская ТЭЦ-3	2хПГУ-60	2100
Астраханская ГРЭС (Астрахань)	1 вариант: 2хПГУ-70 2 вариант: 1хПГУ- 110	1276,4
Губкинская ТЭЦ (Белгородская область)	ПГУ-70	2400
Елабужская ТЭЦ (Татарстан)	2хПГУ-95	2700
Кандыгашская ГТЭС (Казахстан)	ПГУ-120	1700
Котельная г. Курска	ПГУ-123,6	1200
Центральная ТЭЦ (Санкт-Петербург)	ПГУ-180	
ГТЭС Щербинка (Москва)	2хПГУ-185	1100
Дягилевская ТЭЦ (Рязань)	ПГУ-190	1400

Разброс в ценах объясняется различной стоимостью установок у производителей, а так же набором оборудования в зависимости от предназначения станции. Кроме того, в некоторых проектах учтена стоимость теплопроводов и линий электропередач. Так, например, удельные капиталовложения по Елабужской ТЭЦ, приведены с учетом теплопровода Ø 1020 мм протяженностью 105 км и 4 линий электропередач ВЛ-110 кВ.

Оборудование для ПГУ будет поставляться как Российскими, так и импортными заводами изготовителями. На Игумновскую ТЭЦ планируется поставка оборудования ОАО "Сатурн-Газовые турбины" г. Рыбинск Ярославской области. На Омской

ТЭЦ-3 устанавливаются турбины типа ГТ 8Ц фирмы «АВВ» (США) и котлы-утилизаторы АО «Подольский машиностроительный завод». На Астраханской ГРЭС изготовитель оборудования – ГПО "Машпроект" г. Николаев, Украина (ПГУ-70), на Дягилевской ТЭЦ в г. Рязань планируется установка на базе газовой турбины MS9001E производства General Electric (США). В Казахстане заключен договор между АО «Кандагашская ГТЭС-100» и Северокитайской электроэнергетической компанией (NCPE) на генподрядные работы по строительству парогазовой электростанции мощностью 120 МВт.

Удельные капиталовложения в ПГУ мощностью от 200 до 350 МВт находятся в диапазоне от 770 до 1700 долл./кВт (таблица 2).

Минимальные капиталовложения на таких станциях, как Минская ТЭЦ-3, Ивановские ПГУ и Хорватская ТЭС «Сисак», объясняются тем, что в затратах учтена стоимость только оборудования. На Минской ТЭЦ-3, по проекту 2000 года, должны были установить ПГУ-325, но позднее проект был пересмотрен и в феврале 2009 года в эксплуатацию введен парогазовый энергоблок мощностью 230 МВт.

Таблица 2 - Обзор выполненных проектов ТЭС с блоками ПГУ мощностью от 200 до 350 МВт

Наименование	Предполагаемое оборудование	Удельные капвложения, долл./кВт
ТЭЦ «Парнас» (Санкт-Петербург)	2хПГУ-200	1250
Молжаниновка (Москва)	2хГТЭС-200	1360
ТЭС «Сисак» (Хорватия)	ПГУ-230	770
Липецкая ТЭЦ-2	ПГУ-240	1700
Ново-Свердловская ТЭЦ (Екатеринбург)	ПГУ-250	1200
Измаильская ТЭЦ (Украина, Одесса)	ПГЭС – 260 МВт	1160
Ивановские ПГУ	2хПГУ-325	700
Минская ТЭЦ-3	ПГУ-230	500

В составе ПГУ-230, газотурбинная установка Alstom GT13E2 номинальной мощностью 170 МВт, котел-утилизатор SES Energy, паровая теплофикационная турбина Т-53/67-8,0, изготовленная ЗАО «Уральский турбинный завод» и турбогенератор воздушного охлаждения ТФ-80-2У3 производства НПО «ЭЛСИБ». Строительство Ивановских ПГУ началось в январе 2005 года. Ввод первого энергоблока станции мощностью 325 МВт в промышленную эксплуатацию был произведен 20 мая 2008 года. Для данной ПГУ концерн "Силовые машины" изготовил одну паровую турбину и три генератора, а ОАО "ЗИОМАР" – два котла. Основой парогазовой установки является турбина ГТЭ-110, созданная НПО "Сатурн". Парогазовый блок ТЭС "Сисак-3" мощностью 230 МВт будет состоять из: котла-утилизатора типа П-108 производства ОАО "ЗиО Подольск", газотурбинной установки ГТЭ-160 производства ОАО "Сило-

вые машины" по лицензии Сименс, теплофикационной паротурбинная установки типа К-80/65-7,0 производства ОАО "Силовые машины". На Ново-Свердловскую ТЭЦ города Екатеринбурга оборудование поставит Чешская строительная компания PSG International. На Измаильскую ТЭЦ (Украина, Одесса) будет установлено оборудование фирмы Siemens (Швеция).

Анализ проектов ПГУ мощностью 400 МВт и выше из «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» предусматривает строительство по всей территории России, от Санкт-Петербурга до Сахалина. Удельные капиталовложения составляют от 760 до 1650 долл./кВт (таблица 3).

Разнообразие капитальных вложений можно объяснить как различным набором оборудования, так и различными ценами заводов-изготовителей. Кроме того, новое строительство существенно дороже, так как при реконструкции используются уже существующие здания и инженерные коммуникации. На Заинской ГРЭС в Татарстане и Тюменской ТЭЦ-2 удельные капиталовложения составили 300-340 долл./кВт, так как учтена стоимость только основного оборудования, поставщиком которого станет компания Siemens.

Таблица 3 - Обзор выполненных проектов ТЭС с блоками ПГУ мощностью 400 МВт и выше

Наименование	Предполагаемое оборудование	КПД, %	Удельные капиталовложения, долл./кВт
ПГУ в Тарко-Сале (Ямало-Ненецкий автономный округ)	ПГУ-300 ПГУ-700	54	910
ПГЭС в Краснодаре	2хПГУ-400	55	854
ПГЭС в Сахалинской области	2хПГУ-400	55	1260
Новая ТЭС в Хабаровском крае	ПГУ-400	55	960
Няганская ГРЭС (Ханты-Мансийский автономный округ)	3хПГУ-400	55	760
Астраханская ТЭЦ-2	2хПГУ-400		1350
Верхне-Тагильская ГРЭС	ПГУ-400	58	1360
Заинская ГРЭС (Татарстан)	6хПГУ-400 (без монтажа)	55	300
Краснодарская ТЭЦ	ПГУ-400	55	850
Среднеуральская ГРЭС	ПГУ-410	57	1200
Нижегородская ТЭЦ (новая)	3хПГУ-325	51	1150
Уренгойская ГРЭС	ПГУ-450		1650
Омская ТЭЦ-6	2хПГУ-450	51	1050
Тюменская ТЭЦ-2	ПГУ-450 (без монтажа)		340
Правобережная ТЭЦ-5 (Санкт-Петербург)	ПГУ-450 (2-й блок)		1189
Юго-Западная ТЭЦ (Санкт-Петербург)	2хПГУ-225 + 2хГТ-75,7	87	1110

На Астраханской ТЭЦ-2 до 2015 года будет установлено два новых энергоблока: до 2010 года один энергоблок ПГУ-400, а в 2011-2015 годах второй энергоблок ПГУ-400.

На Краснодарской ТЭЦ ранее планировался ввод двух блоков ПГУ-400, но в Генеральную схему включен только один блок. Реконструкция осуществляется на действующей ТЭЦ с готовой инфраструктурой и не требует дополнительного отвода земли. В состав парогазового блока войдет паровая турбина Т-113/145-12,4 ЗАО "Уральский турбинный завод", а также газовая турбина компании Mitsubishi Heavy Industries (MHI) типа M701F4 номинальной мощностью 303,4 МВт и генератор паровой турбины с воздушным охлаждением – НПО "ЭлСиб".

Ранее предполагалось, что новый блок Верхнетагильской ГРЭС будет работать на угле, но в Генеральную схему включен вариант строительства газового энергоблока. Технология ПГУ, которая будет использована при строительстве, помимо экологических показателей позволяет также повысить экономическую эффективность блока.

Парогазовый энергоблок 450 МВт на Уренгойской ГРЭС планируется построить единым комплексом вместо двухэтапного ввода, предусмотренного ранее. Это позволит сократить расходы на строительство, а также улучшить технико-экономические показатели работы оборудования в комбинированном цикле. ОАО «Силловые машины» уже готово поставить на строительную площадку две готовые газовые турбины ГТЭ 160 и два турбогенератора SGen5-100A производства компании SIEMENS. Поставщиком котлов-утилизаторов выбрано ОАО «ЭМАльянс». Удельные капвложения составят 1650 долл./кВт. Ввод установки назначен на конец 2012 года.

Анализ проектов и предварительных проработок позволил определить следующий перспективный ряд ПГУ ТЭЦ и их основные технико-экономические показатели (таблица 4), кроме того, определены показатели для паротурбинных блоков, используемых при замене оборудования на существующих ТЭЦ и строительстве новых:

Анализ составляющих затрат в новое строительство ГТУ или ПГУ ТЭЦ показывает, что доля оборудования составляет порядка 40 %, доля СМР – 55 % и прочие затраты – 5 %.

Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений от 20 до 40 %.

Таблица 4 - Основные технико-экономические показатели блоков паротурбинных и парогазовых блоков ТЭЦ

Параметры	Рассматриваемый ряд мощностей блоков ПГУ ТЭЦ								Паротурбинные блоки		
	ПГУ-16	ПГУ-25	ПГУ-70	ПГУ-170	ПГУ-250	ПГУ-340	ПГУ-400	ПГУ-450	ПТ-140-130	Т-185-130	Т-110-130
Установленная мощность блока:											
- электрическая, МВт	16	25	70	170	250	340	400	450	140	185	110
- тепловая, Гкал/ч	12	20	50	140	170	250	250	420	120	278	160
Удельные капвложения, долл./кВт	1600	1400	1300	1250	1200	1100	1000	1000	1377	1030	1173
Штатный коэффициент, чел./МВт	1,625	1,040	0,371	0,188	0,128	0,141	0,120	0,107	0,6	0,5	0,82
Удельный расход топлива на отпуск:											
- электроэнергии, кг у.т./кВт·ч	0,31	0,27	0,25	0,237	0,21	0,2	0,185	0,168	0,25	0,238	0,245
- тепла, кг у.т./Гкал	170	170	170	170	170	170	170	170	171	0,171	0,171

1.2 Технико-экономическая информация по мини-ТЭЦ

Рассмотренная информация может использоваться в проектах реконструкции существующих газовых котельных с переводом их в режим мини-ТЭЦ или при строительстве новых мини-ТЭЦ на базе ГТУ отечественного производства мощностью 2,5-32 МВт каждый. Количество блоков мини-ТЭЦ для каждой площадки определяется по графику тепловой нагрузки (но не меньше двух) с учетом, что:

- целесообразна работа мини-ТЭЦ в базисной части графика тепловых нагрузок;
- существующая газовая котельная переводится в пиково-резервный режим работы для покрытия пиковой тепловой нагрузки потребителей отопления и ГВС;
- при строительстве мини-ТЭЦ для перспективных промышленных или коммунально-бытовых потребителей возможно резервирование тепловой мощности за счет большего числа блоков.

Исходная информация. Жизненный цикл (экономически рентабельный) тепло-снабжающих систем с мини-ТЭЦ составляет 20 лет. Предполагается, что изготовление оборудования, подготовка площадки, монтаж и пуско-наладочные работы с выходом на полную тепловую нагрузку заканчиваются к началу 3-го года.

В расчетах использовалась следующая экономическая информация:

- ставка дисконтирования – 10 %;
- ставка налога на прибыль – 20%;
- ставка налога на имущество – 2,2%;
- ставка налога на добавленную стоимость – 18%;
- отчисления в страховые фонды – 30%;
- число часов использования установленной электрической и тепловой мощности мини-ТЭЦ принимается по тепловому графику.

Капитальные затраты на реконструкцию или строительство мини-ТЭЦ.

Капитальные затраты на реконструкцию газовой котельной с переводом в режим мини-ТЭЦ состоят из следующих основных частей:

- стоимости блочно-модульной мини-ТЭЦ в стандартной комплектации;
- стоимости дожимного компрессора в блочно-модульном исполнении (порядка 10% от стоимости энергоблока);
- затрат на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы;
- затрат на разработку ТЭО и прединвестиционные работы.

Цены на газотурбинные электростанции отечественных фирм-изготовителей устанавливаются на договорной основе и зависят от комплектации, дополнительных коммерческих услуг и величины партии заказа. Для технико-экономических расчетов строительства мини-ТЭЦ в Нижнем Новгороде принят уровень цен по сметной стоимости отечественных установок на основе заводской калькуляции затрат (цены 2007 г.) с пролонгацией. Эти цены соответствуют мировым ценам на энергетическое оборудование такого класса.

Фирма-изготовитель производит монтаж, пуско-наладочные работы со сдачей объекта «под ключ». Стоимость блока мини-ТЭЦ определена по удельным показателям на единицу установленной мощности, которые составляют в зависимости от типа блока порядка 1100-1800 долл./кВт (таблица 5).

Таблица 5 - Технико-экономические показатели отечественных ГТУ блоков

Тип оборудования	Мощность		Удельный расход топлива, кг у.т./кВт·ч	Удельные капвложения в ГТЭС, долл./кВт	Удельные капвложения в РУ и ЛЭП, долл./кВт	Штатный коэффициент для ГТЭС, чел./МВт
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч				
НПО «Сатурн», г. Рыбинск						
ГТУ-2,5р	2,5	3,75	0,45	1800	80	4
ГТУ-6р	6	11,7	0,4	1600	70	3,5
ГТУ-8р	8	15	0,44	1400	60	3
ГТУ-16р	16	29	0,4	1150	50	2
Прочие заводы						
ГТУ-32р	25	38	0,38	1100	40	1,5
ГТУ-110	110	125	0,37	900	30	0,6
ОАО «Авиадвигатель», г. Пермь						
ГТУ-2,5п	2,5	6	0,563	1800	80	4
ГТУ-4п	4	8	0,497	1700	70	3,5

В капитальные вложения включены: стоимость объектов транспортного хозяйства и связи (1%); внутриплощадочные дороги (1%); вертикальная планировка и благоустройство (2,5%); временные здания и сооружения (2,5%); содержание дирекции и технический надзор (0,4%); ПИР (4%); прочие затраты (3,5%) и непредвиденные расходы (5 %).

Капитальные затраты в объекты для выдачи мощности мини-ТЭЦ в электрическую сеть города (до ближайшей подстанции 10 кВ) определены по укрупненным показателям стоимости и по проектам-аналогам.

В целом, анализ составляющих затрат в новое строительство мини-ТЭЦ показывает, что доля оборудования составляет порядка 60 %, доля СМР – 35 % и прочие затраты – 5 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 20 %.

При расчете эксплуатационных затрат были учтены расходы на:

- топливо;
- оплату труда обслуживающего персонала;
- затраты на капитальный ремонт;
- амортизационные отчисления;
- затраты на собственные нужды;
- прочие издержки.

Удельный расход топлива принят:

- для газовых пиковых котельных – 0,16 т у.т./Гкал;
- для мини-ТЭЦ – в зависимости от выбранного типа блока и КПД установки – 0,38-0,563 кг у.т./кВт·ч (таблица 5).

Численность персонала мини-ТЭЦ принята на основании данных производителей по штатному коэффициенту (таблица 5). Средняя месячная заработная плата принята из расчета 30000 руб./мес.

Для эксплуатации одного отечественного блока¹ ГТУ на ТЭЦ требуется 4 смены, состоящих из 4 человек для блоков мощностью 2,5-4 МВт и 8 человек для блоков мощностью 8-32 МВт (минимально это – инженер-электронщик, техник-электрик, оператор и моторист). Кроме того, необходимо 2 человека управленческого персонала². Таким образом, общая численность персонала мини-ТЭЦ составляет 20-23 человека.

Количество обслуживающего персонала не учитывается. При этом также считается, что слесари по ремонту электротехнического и механического оборудования, а также рабочие ремонтных мастерских входят в численность персонала существующей котельной и служб эксплуатации тепловых и электрических сетей.

Затраты на ремонт приняты в размере 0,3 % от капиталовложений.

Процент амортизации принят 5% исходя из срока эксплуатации на 20 лет.

Затраты на собственные нужды рассчитываются по стоимости электроэнергии, расходуемой на собственные нужды, исходя из расчета 25 кВт·ч на 1 Гкал отпущенного тепла.

¹ При большем количестве блоков численность управленческого персонала не возрастает и в каждой смене есть инженер-электронщик и техник-электрик по одному на всю станцию.

² Количество эксплуатационного персонала мини-ТЭЦ для аналогичных зарубежных установок составляет 2 чел. в смену при четырех сменной работе. В принципе используемая на зарубежных блоках автоматика позволяет управлять станцией дистанционно (без операторов).

Прочие издержки приняты в следующих размерах: 3 % от капиталовложений и затраты, связанные с расходом масла (безвозвратные потери масла составляют 1,4 кг/ч, цена масла – 19 руб./кг).

1.3 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных

Расчет финансовых потребностей для строительства котельных выполнен по укрупненным показателям базисной стоимости и по данным цен заводов изготовителей с учетом:

Капитальные затраты на строительство модульной газовой котельной включают:

- стоимость оборудования блочно-модульной котельной;
- затраты на подготовку площадки под строительство;
- затраты на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы;
- прочие расходы, в том числе затраты на разработку ТЭО и прединвестиционные работы;
- непредвиденные расходы.

Анализ цен заводов-изготовителей (по состоянию на конец 2009 г.) на газовые блочно-модульные котельные (рисунок 1) показывает, что их стоимость в значительной степени зависит от тепловой мощности котельной, комплектации отечественным или импортным оборудованием и составляет от 50 до 250 тыс. долл./МВт. При использовании двух видов топлива: природный газ и дизельное топливо цены возрастают на 15-25 % (рисунок 2). В ценах 2012 г. (рисунок 3) стоимость котельных практически осталась на прежнем уровне.

Таким образом, для условий Центрального федерального округа принят следующий уровень цен:

- котельных до 5 МВт – 150-240 тыс. долл./МВт;
- котельных от 5 до 10 МВт – 150-120 тыс. долл./МВт;
- котельных от 10 до 20 МВт – 120-100 тыс. долл./МВт;
- крупных котельных на уровне 75-100 тыс. долл./МВт.

Стоимость строительства ЦТП составляет 18-24 тыс. долл./МВт (отечественное оборудование) и 30-40 тыс. долл./МВт (импортное оборудование).

Определение предварительных затрат на строительство блочно-модульных котельных (БМК) в условиях Нижнего Новгорода основывается на принятой базовой стоимости котельных для Центрального федерального округа (таблица 6) и применения поправочных коэффициентов на специфику доставки оборудования и строительно-монтажных работ на территории.

Таблица 6 - Основные технико-экономические показатели газовых котельных

Параметры	Установленная тепловая мощность, МВт:				
	1	5	10	20	более 20
Удельные капвложения, тыс. долл./МВт	240	150	120	100	75
Штатный коэффициент, чел./МВт	6	4	3,5	2	0,5
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал	164	162	159	160	162

При расчете затрат на топлива удельный расход топлива, в зависимости от установленной мощности котельного оборудования, принимался в диапазоне 158-162 кг у.т./Гкал тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды новой котельной принят на уровне 25 кВт·ч/Гкал тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Стоимость текущего и капитального ремонта оборудования принята в объеме 0,3% от стоимости оборудования котельной.

Затраты на оплату труда определены исходя из штатного коэффициента 1,3-2 чел./МВт установленной мощности крупных котельных и не менее 6 человек для котельных мощностью менее 3 МВт. Заработная плата – 20 тыс. руб. в месяц. Отчисления на социальные нужды – 30% от фонда оплаты труда.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из срока службы оборудования, равного 20 годам.

При расчетах затрат реконструкции или модернизации котельных с наращиванием тепловых мощностей используется перспективный ряд мощностей котлов и цены котлов на 13.07.2012 г., предоставленные ОАО «Дорогобужкотломаш» на условиях франко-склад Поставщика (таблица 7).

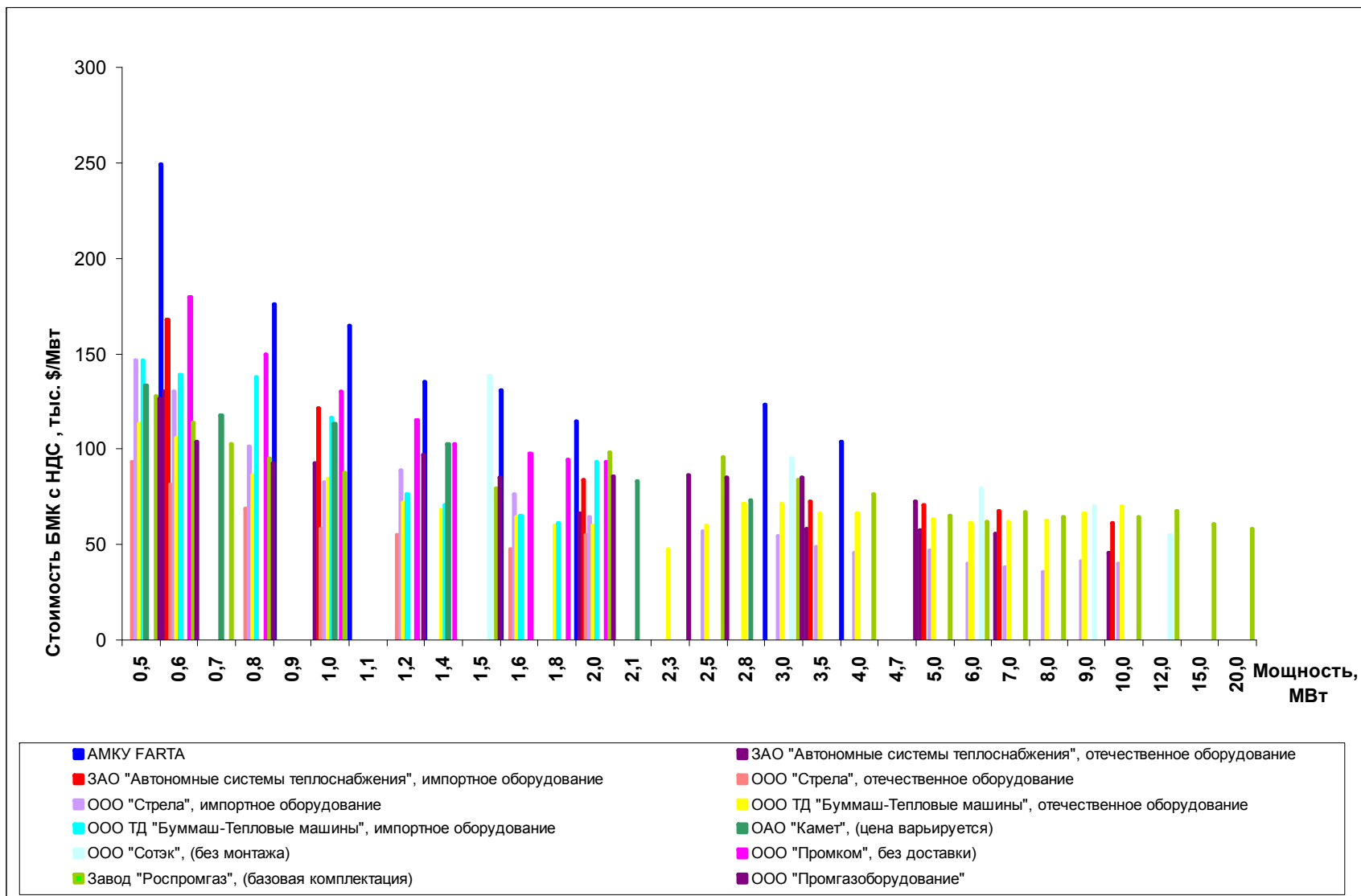


Рисунок 1 - Зависимости стоимости БМК с НДС (топливо – природный газ) заводов-производителей от единичной установленной тепловой мощности.

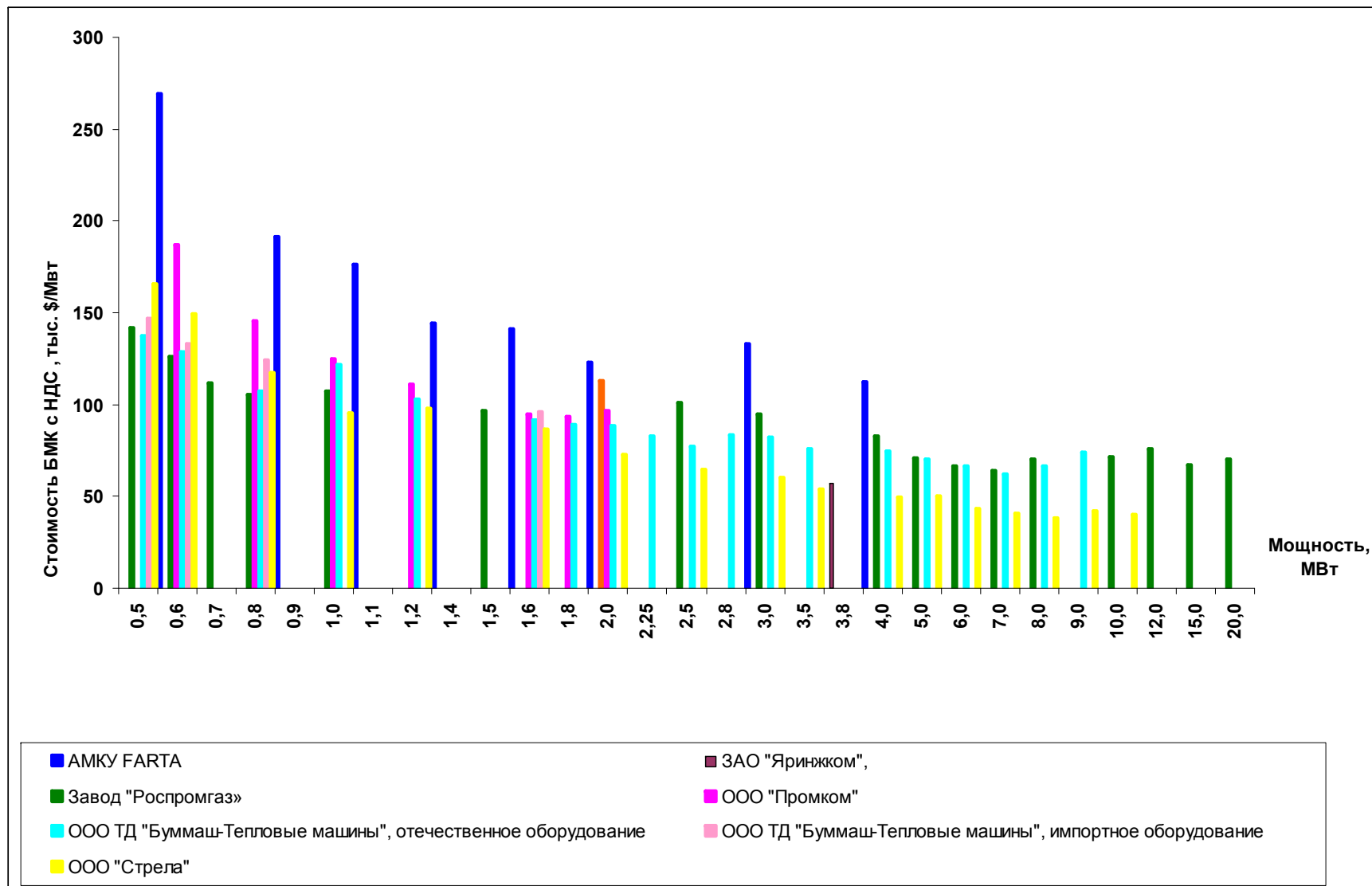


Рисунок 2 - Зависимости стоимости БМК с НДС (топливо – природный газ и дизельное) заводов-производителей от единичной установленной тепловой мощности.

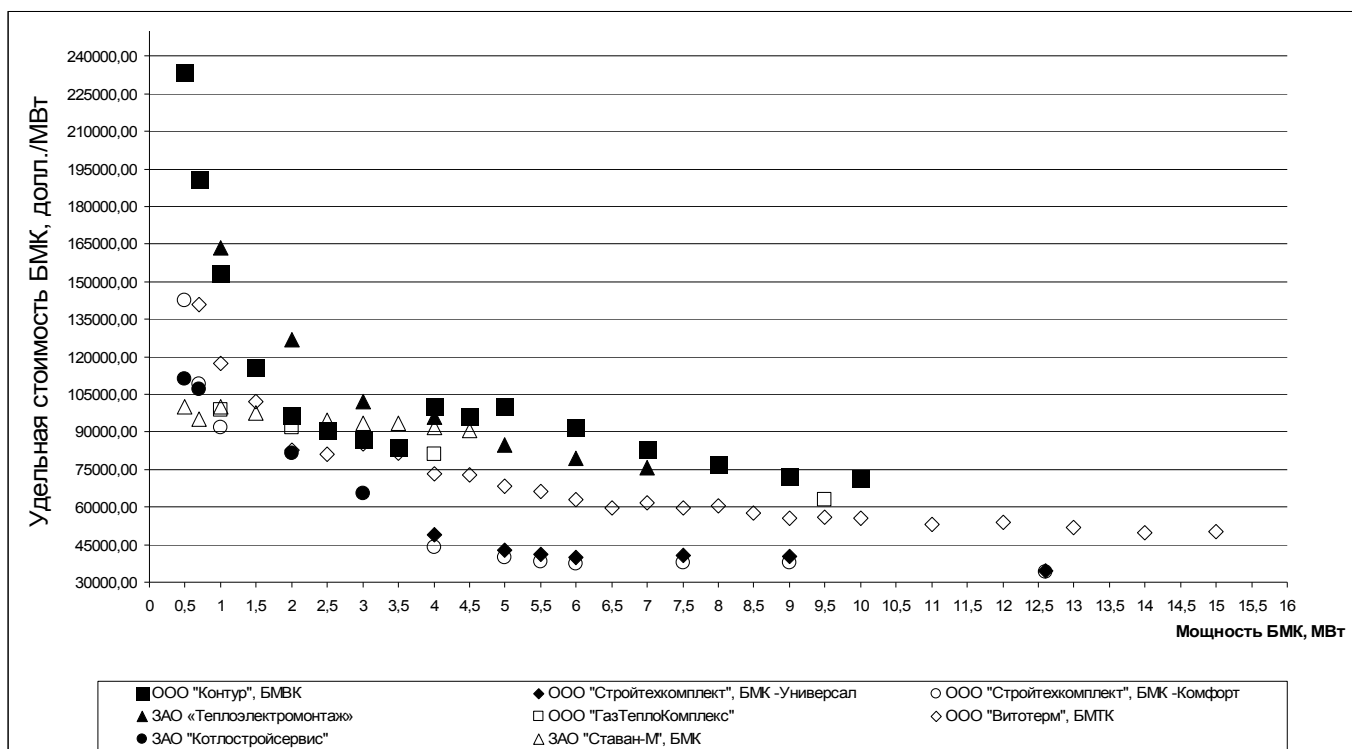


Рисунок 3 - Зависимость стоимости БМК от установленной тепловой мощности котельной (в ценах на 01.01.2012 г.).

Таблица 7 - Стоимости котлов ОАО «Дорогобужкотломаш»

Марка котла	КВГМ-30	КВГМ-50	КВГМ-100	ПТВМ-30М	ПТВМ-50	ПТВМ-60	ПТВМ-60Э	ПТВМ-100
Производительность, Гкал/ч	30	50	100	30	50	60	60	100
Цена:								
тыс. долл./Гкал/ч	10,59	13,93	9,70	11,75	12,59	11,75	13,66	11,49
млн. руб.	9,533	20,89	29,102	10,574	18,882	21,145	24,592	34,46

Стоимость оборудования котельных принимается 23-65 %, СМР – 30-63%, прочие затраты 5-14 % (таблица 8). Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

Таблица 8 - Инвестиционные затраты при строительстве или реконструкции котельных, %

Состав затрат	Поэлементная поставка котлов	Крупные котельные	БМК
Оборудование	35	23	65
Строительно-монтажные и наладочные работы	50	63	30
Прочие расходы	5	14	5

1.4 Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей

Для учета стоимости проектно-изыскательских работ (ПИР) и проектно-сметной документации (ПСД) используется «Справочник базовых цен на проектные работы для строительства [7]. Базовые цены на проектные работы установлены по состоянию на 1 января 2001 г.

Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) установлена от общей стоимости строительства по итогу сводного сметного расчета стоимости строительства.

Таким образом, стоимость ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости строительства составляет (таблица 9):

Таблица 9 - Доля ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости объекта

ГТУ ТЭЦ мощностью более 30 МВт	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
8,9-2,3 %	9,79-2,53 %	9,2-3,4 %	9,6-4,65 %

Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации по составляющим теплоснабжающей системы составляет (таблица 10):

Таблица 10 - Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации

Тип документации	ГТУ ТЭЦ	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
ТЭО	20 %	20 %	20 %	16 %
РД	80 %	80 %	80 %	84 %

Оценка предварительных затрат в тепловые сети в условиях Нижнего Новгорода основывается на принятой базовой стоимости комплекта труб в полипеноуритановой (ППУ) изоляции для Центрального федерального округа (таблица 11).

Таблица 11 - Стоимость трубопроводов тепловых сетей (в ценах 2012 г.)

Диаметр трубы / стенка трубы / диаметр оболочки, мм	Цена, руб./п.м.:		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоляции стыков, манжет и пр.	Новое строительство на неподвижных опорах
1	2	3	4
20 / 2,8 / 110	350	490	1225
25 / 3,2 / 110	380	532	1330
32 / 3,2 / 110	390	546	1365
40 / 3,5 / 125	446	624,4	1561
57 / 3,5 / 125	609	852,6	2131,5
76 / 3,0 / 140	674	943,6	2359
89 / 3,5 / 160	918	1285,2	3213
108 / 3,5 / 180	1082	1514,8	3787
133 / 4,5 / 225	1467	2053,8	5134,5

159 / 4,5 / 250	1745	2443	6107,5
219 / 6,0 / 315	2731	3823,4	9558,5
273 / 6,0 / 400	4137	5791,8	14479,5

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
325 / 6,0 / 450	5086	7120,4	17801
426 / 7,0 / 560	6730	9422	23555
530 / 8,0 / 710	9328	13059,2	32648
630 / 8,0 / 800	12561	17585,4	43963,5

Для тепловых сетей принята стоимость оборудования и материалов на уровне 65%, стоимость СМР (с учетом наладки) – 30 %, непредвиденные расходы – 5 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

При использовании цен сметно-нормативной базы 2001 года для формирования цен 2-го квартала 2012 г. используются индексы изменения стоимости по: СМР, пусконаладочным работам, ПИР и ПСД, прочим затратам, а также оборудования, рекомендуемые Минрегионом России [8] для Нижегородской области (таблица 12). При использовании цен 1985 г. используется коэффициент 1,57 для формирования базы цен 1991 г., в дальнейшем коэффициенты: оборудование – 21, СМР – 15,5 и прочие затраты – 6,5 для формирования цен 2001 г.

Таблица 12 - Индексы изменения сметной стоимости СМР, пусконаладочных работ, проектных и изыскательских, прочих работ и затрат и оборудования для Нижегородской области

СМР и пусконаладочные работы		ПИР и ПСД	Прочих работ и затрат	Оборудование: электроэнергетика
Котельные	Тепловые сети			
5,63	5,26	3,42	7,21	3,66

1.5 Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования

1.5.1 Демонтаж энергетического оборудования

В связи с истечением срока эксплуатации существующего энергетического оборудования необходимо рассматривать вопросы с его возможной заменой, продлением срока эксплуатации или демонтажа оборудования.

В условиях демонтажа энергетического оборудования используется укрупненный подход оценки требуемых инвестиционных затрат, который заключается в следующем:

- производится оценка возможной стоимости основного оборудования (котлы, турбины) в ценах 2012 г., а также возможной стоимости строительно-монтажных работ конкретного типа оборудования в рамках энергоисточника (ТЭЦ, котельная);

- для паровых котлов от 10 до 160 т/ч в зависимости от параметров пара определяются необходимые издержки для демонтажа на условиях ликвидации оборудования (при этом возможности сдачи металла в металлолом не учитываются, т.к. это своя проблема). Аналогичным образом оцениваются энергетические котлы производительностью до 500 т/ч пара;

- среди водогрейных котлов в основу приняты котлы мощностью 100 Гкал/ч. посредством удельных показателей определяются цены демонтажа для других типов котлов с введением поправок;

- аналогичным образом, оценивается стоимость СМР;

- в дальнейшем от стоимости определенного оборудования и СМР в ценах 2012 г. с помощью экспертных коэффициентов (основанных на металлоемкости оборудования, типа и параметров теплоносителя) вводится оценка инвестиционных затрат. При этом доля учета для СМР колеблется в диапазоне 1-3 %, а для оборудования в диапазоне 1-3 но со значительной градацией для паровых котлов.

1.5.2 Ликвидация котельных

При ликвидации котельной в связи с ее закрытием и передачей потребностей потребителей в тепле другим источникам предлагается:

1. При закрытии котельной не учитывать необходимость вложения инвестиций, а считать, что котельная, находящаяся на балансе в теплоснабжающей организации, и может быть в дальнейшем реализована путем продажи части основных фондов для дальнейшего использования территории, строений и т.д. в более благоприятной рыночной атмосфере.

2. В условиях переоборудования (перепрофилирования) котельной в ЦТП или ином техническом решении, затраты учитываются (таблица 13). Так, суммарные финансовые издержки составят 182,32 млн. руб.

Таблица 13 - Финансовые издержки при переоборудовании котельных в ЦТП при их закрытии, млн. руб.

Объект / млн. руб.	Установленная тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч	Стоимость с учетом привязки в ценах 2012 г.	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центральный округ (Заречная часть)									
Автозаводский район									
Котельная "Мостоотряд", пос. Мостоотряд, 32А (5,785 Гкал/ч, 2019 г.)	6	7,56	4,91	2,27	0,38	0,68	8,24	1,48	9,72
Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д.71а (1,378 Гкал/ч, 2017 г.)	2	2,52	1,64	0,76	0,13	0,23	2,75	0,49	3,24
Котельная, ул. Львовская, д.7а (2,263 Гкал/ч, 2017 г.)	3	3,78	2,46	1,13	0,19	0,34	4,12	0,74	4,86
Котельная Инфекционной больницы №23 отдельностоящая, пр. Ильича, д.54а (1,34 Гкал/ч, 2022 г.)	2	2,52	1,64	0,76	0,13	0,23	2,75	0,49	3,24
Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д.1 (3,3 Гкал/ч, 2022 г.)	4	5,04	3,28	1,51	0,25	0,45	5,49	0,99	6,48
Ленинский район									
Котельная отдельностоящая, ул.Херсонская, д.16а (6,4 Гкал/ч, 2017 г.)	8	10,08	6,55	3,02	0,50	0,91	10,99	1,98	12,96
Котельная, ул.Профинтерна, д.7Б (0,674 Гкал/ч, 2017 г.)	1	1,26	0,82	0,38	0,06	0,11	1,37	0,25	1,62
Котельная, ул. Ленина, д.22в (4,68 Гкал/ч, 2016 г.)	5	6,30	4,10	1,89	0,32	0,57	6,87	1,24	8,10
Котельная, ул. Архитектурная, д.2д (1,81 Гкал/ч, 2017 г.)	2	2,52	1,64	0,76	0,13	0,23	2,75	0,49	3,24

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сормовский район									
Котельная бани №10, ул. Свободы, д.83а (0,8 Гкал/ч, 2013 г.)	1	1,26	0,82	0,38	0,06	0,11	1,37	0,25	1,62
Котельная отдельностоящая Роддом №6, ул. Сутырина, д.19а (0,38 Гкал/ч, 2014 г.)	0,5	0,63	0,41	0,19	0,03	0,06	0,69	0,12	0,81
Московский район									
Котельная отдельностоящая, ул. Безрукова, д.5а (8,85 Гкал/ч, 2014 г.)	9	11,34	7,37	3,40	0,57	1,02	12,36	2,22	14,59
Канавинский район									
Котельная 17 Квартал отдельностоящая, ул. Куйбышева, 41а (9,2 Гкал/ч, 2018 г.)	10	12,60	8,19	3,78	0,63	1,13	13,73	2,47	16,21
Котельная отдельностоящая, ул. Конотопская, 4а (1,25 Гкал/ч, 2018 г.)	1,5	1,89	1,23	0,57	0,09	0,17	2,06	0,37	2,43
Котельная ул. Водопроводная отдельностоящая, Московское шоссе, д.15а (19,5 Гкал/ч, 2027 г.)	20	25,20	16,38	7,56	1,26	2,27	27,47	4,94	32,41
Котельная БОК, ул. Октябрьской революции, д.62 (3,7 Гкал/ч, 2015 г.)	4	5,04	3,28	1,51	0,25	0,45	5,49	0,99	6,48
Нагорная часть									
Советский район									
Котельная встроенная, ул. Генкиной, д.37 (0,81 Гкал/ч, 2021 г.)	1	1,26	0,82	0,38	0,06	0,11	1,37	0,25	1,62
Котельная отдельностоящая, ул. Ванеева, д.63 (3,98 Гкал/ч, 2016 г.)	4,5	5,67	3,69	1,70	0,28	0,51	6,18	1,11	7,29
Котельная, ул. Белинского, д. 61 (11 Гкал/ч, 2018 г.)	12	15,12	9,83	4,54	0,76	1,36	16,48	2,97	19,45
Приокский район									
ул.Батумская 5, ул. Углова, д.7 (11,61 Гкал/ч, 2016 г.)	12	15,12	9,83	4,54	0,76	1,36	16,48	2,97	19,45
Котельная, пр. Гагарина, д.156 (3,68 Гкал/ч, 2019 г.)	4	5,04	3,28	1,51	0,25	0,45	5,49	0,99	6,48

1.5.3 Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат

Для учета динамики вложения инвестиций приняты следующие рекомендации:

1. Временной интервал – календарный год.
2. Первый год связан с вложением инвестиций в разработку ПИР и ПСД.
3. В дальнейшем следует фаза работ, связанная с заказом энергетического оборудования и строительством. Для БМК принято, что оборудование готово и в течение года может быть смонтировано и подготовлено к пуску. Для мини-ТЭЦ требуется заказ оборудования и его изготовление, далее строительство и монтаж (обычно сроки составляют 18-24 месяца) – принимаем 2 года. При строительстве блоков ПГУ принято, что фаза заказа оборудования и строительства составляет не менее 3 лет.
4. В год вывода блока на расчетный режим вводятся затраты на пуско-наладочные работы и прочие издержки.

1.6 Обоснования затрат в реконструкцию систем теплоснабжения при переводе с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения

1.6.1 Техническая и экономическая целесообразность

Исторически проектирование ТСС в России было направлено по пути упрощенных решений в виде тупиковых (древовидных) схем, как правило, с открытой схемой горячего водоснабжения и зависимым элеваторным (или непосредственным) присоединением отопительной нагрузки, без устройства автоматического регулирования отпуска и потребления тепловой энергии. Недостатки открытой схемы хорошо известны. Это не только наиболее расточительный вариант ГВС с точки зрения энергосбережения, но и крайне вредный для здоровья жителей, и сложный для эксплуатации.

В 60-80-х годах в крупных системах централизованного теплоснабжения получило широкое применение горячее водоснабжение с центральными тепловыми пунктами (ЦТП). На них осуществляется присоединение теплопотребляющих установок группы жилых и общественных зданий микрорайона к тепловой сети через теплообменники. Применение ЦТП в свое время упрощало эксплуатацию вследствие уменьшения количества узлов обслуживания и повышение комфорта в теплоснабжаемых зданиях благодаря выносу всех насосных установок, являющихся источником шума, в изолированное помещение ЦТП.

Получили развитие и сейчас являются наиболее перспективным направлением развития систем теплоснабжения индивидуальные тепловые пункты (ИТП). Они имеют преимущества ЦТП, но поскольку устанавливаются индивидуально на отдельный потребитель, позволяют осуществлять более точную регулировку и контроль системы.

Закрытая схема горячего водоснабжения имеет ряд преимуществ перед открытой. Основным является подача горячей воды потребителю питьевого качества, т.к. подается просто подогретая вода, которая подается и для холодного водоснабжения. В открытых системах вода подается приготовленная на источнике тепла с учетом водоподготовки по требованию эксплуатации оборудования, что сопровождается использованием специальных реагентов. В закрытых системах значительно снижается расход подпиточной воды, т.к. отсутствуют сливы горячей воды у потребителей кроме нормативных и ненормативных утечек.

В системе теплоснабжения города Нижний Новгород наблюдается значительное разнообразие схем подключения нагрузки горячего водоснабжения. В целом по городу в настоящий момент преобладают закрытые схемы подключения ГВС и зависимые схемы подключения отопительных систем потребителей.

По открытой схеме производится горячее водоснабжение потребителей только от сетей Сормовской ТЭЦ, однако в отдельных микрорайонах ГВС производится по закрытой схеме через ЦТП.

Всего в системе теплоснабжения города Нижний Новгород насчитывается более 350 тепловых пунктов. Часть крупных систем работает с ЦТП, в которых установлено разнотипное оборудование. ЦТП в основном работают по двухступенчатой смешанной схеме, с двухтрубными сетями до ЦТП и четырех трубными после ЦТП. Большое количество потребителей в Автозаводском и Ленинском районах подключены по трехтрубной до ЦТП и четырех трубной схеме после ЦТП. Отдельные небольшие котельные работают по четырех трубной схеме, с непосредственным подключением потребителей.

В настоящий момент в системе теплоснабжения города накопилось ряд проблем связанных с горячим водоснабжением потребителей.

В основном проблемы связаны с тем, что проектировались и создавались такие системы в 50-60-ые годы с учетом требований нормативной документации и уровней теплопотребления тех лет.

Система теплоснабжения города получила значительное развитие и увеличением уровня теплопотребления. В тоже время оборудование тепловых сетей и ЦТП

получило значительный износ, а параметры теплоносителя и режимы работы системы вышли из расчетных значений.

Влияние на функционирование систем теплоснабжения оказывают изменившиеся санитарные нормы к параметрам теплоносителя, подаваемого на ГВС.

В 2009 году введены новые санитарно-эпидемиологические правила и нормы СанПиН 2.1.4.2496-09, которые были утверждены Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 07.04.2009г. №20. Новые правила устанавливают повышенные требования к качеству воды и организации систем централизованного горячего водоснабжения. Пункт 2.4. СанПиН определяет температуру горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой схемы горячего водоснабжения не ниже 60°C и не более 75°C.

Следующим нормативно-правовым актом, устанавливающим требования к системам горячего водоснабжения, является Федеральный закон №417-ФЗ от 07.12.2011 г., который вносит изменения в Федеральный закон «О теплоснабжении» №190-ФЗ. Статья 29 Федерального закона №190-ФЗ дополняется двумя частями:

Часть 8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Часть 9. С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Таким образом, дальнейшее развитие систем горячего водоснабжения города Нижний Новгород на перспективу до 2027 года должно осуществляться согласно указанным нормативно-правовым актам.

В первую очередь выполнение законодательства затрагивает потребителей, снабжаемых от Сормовской ТЭЦ по открытой схеме горячего водоснабжения.

Тепловые сети Сормовской ТЭЦ разделены на семь магистралей, каждая из которых имеет обозначение: 1 – 7 очереди. Расчетные параметры теплоносителя в сетях 130 – 70°C со срезкой температуры в подающей магистрали 115°C и с изломом 65°C.

На сетях имеется 27 центральных и более 100 индивидуальных тепловых пунктов. Часть потребителей подключены непосредственно к магистралям в тепловых камерах (ТК) и тепловых узлах (УТ).

В отдельных микрорайонах ГВС от СТЭЦ производится по закрытой схеме от трех ЦТП:

1. ЦТП микрорайона «Заводской парк» (ЦТП-324, ул. Заводской парк, 18) со смешанной схемой подключения водоподогревателей ГВС, с баками-аккумуляторами горячей воды и деаэраторами.

2. ЦТП микрорайона «Левинка» (ЦТП-322, ул. Левинка, 51) с пароводяными водоподогревателями (ПВП) подключенными по параллельной схеме с аккумуляторами горячей воды. Присоединение отопительно-вентиляционной нагрузки на ЦТП – независимое через ПВП с параметрами на выходе 105-70°C.

3. ЦТП-309 (ул. Керченская 20а) с двухступенчатой схемой присоединения водоподогревателей, без БА и деаэраторов.

По закрытой схеме через индивидуальные тепловые пункты с ВВП подключены также многие отдельные здания, введенные в эксплуатацию в последние годы.

Большая же часть потребителей от Сормовской ТЭЦ снабжается горячей водой путем непосредственного водоразбора из двухтрубных сетей на ИТП или по четырехтрубным квартальным сетям с приготовлением горячей воды по открытой схеме на ЦТП. Имеется техническая возможность перевода этих потребителей на ГВС по закрытой схеме, путем реконструкции существующих ЦТП и ИТП с установкой водоводяных подогревателей ГВС. Так же возможна более масштабная их реконструкция с переходом на закрытую схему ГВС и независимое подключение нагрузки отопления.

Проблема не соответствия требованиям нового СанПиН наиболее остро стоит в Автозаводском и Ленинском теплосетевых районах. Данные районы города снабжаются теплом и горячей водой от Автозаводской ТЭЦ.

Тепловые сети от ТЭЦ трехтрубные (исключение 1 Юго-Западная – двухтрубная сеть): 2 трубопровода – обеспечивают нагрузку отопления и вентиляции, 1 трубопровод – нагрузку ГВС. Магистральных циркуляционных трубопроводов нет.

Отсутствие магистрального циркуляционного трубопровода и локального подогрева теплоносителя на ГВС в настоящее время привело к несоответствию параметров горячей воды новым требованиям СанПиН. У отдельных потребителей наблюдается значительное занижение температуры подаваемой горячей воды на 5-19°C ниже минимально допустимой.

Занижение температуры рассматриваемых районов происходит в виду значительной удаленности потребителей от источника тепла – радиус теплоснабжения около 8 км. При отпуске с источника горячей воды расчетных параметров (65 °C)

происходит остывание теплоносителя в виду большого радиуса теплоснабжения и тепловых потерь. Ряд потребителей подключены через тепловые насосные станции (ТНС). До ТНС от источника тепла идет один подающий трубопровод горячего водоснабжения, а после ТНС до потребителя сеть двухтрубная. По одной трубе горячая вода поступает потребителю на нужды ГВС, а по второй возвращается неиспользованная остывшая. На ТНС вернувшаяся от потребителя остывшая вода смешивается с подающей и в результате значительно снижается температура воды подаваемой потребителю. Схемы подключения потребителей через ЦТП таких проблем не имеют.

Однако вопросы повышения эффективности работы системы ГВС Автозаводской ТЭЦ не относятся к данному разделу и будут рассмотрены отдельно.

Горячее водоснабжение потребителей от других крупных источников централизованного теплоснабжения города осуществляемое через ЦТП так же не имеет выше описанных проблем Автозаводского и Ленинского районов.

Достаточное количество проблем с горячим водоснабжением за последние годы связано с изношенностью трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры. За 2008-2012 годы 49,6% всех аварийных ситуаций в течении отопительного периода возникало в части горячего водоснабжения.

Таким образом, в системе горячего водоснабжения города Нижний Новгород к настоящему моменту основные проблемы, требующие решения:

- изношенность основного оборудования сетей горячего водоснабжения;
- параметры теплоносителя, подаваемого на горячее водоснабжение не соответствуют требованиям СанПин;
- необходимость перехода к закрытым схемам горячего водоснабжения согласно законодательству.

1.6.2 Технические подходы и структурные изменения.

Первоочередной задачей, решаемой в целях повышения эффективности горячего теплоснабжения потребителей, является замена устаревшего оборудования на новое.

В настоящее время силами ОАО «Теплоэнерго» идет планомерная работа по реконструкции ЦТП и переводу потребителей на закрытую схему подключения горячего водоснабжения. За последние годы переведен на закрытую схему ЦТП по адресу Народная 48, построен новый пункт на 5 домов по адресу Куйбышева 10. В

Сормовском теплосетевом районе с 2004 года технические условия на новые подключения выдаются только по закрытой схеме. Реализуется программа по переводу ГВС с открытой на закрытую схему микрорайона «Мещерское озеро».

В 2008-2009 годах ОАО «Теплоэнерго» было построено 112 индивидуальных тепловых пунктов дополнительно.

Одновременно с реконструкцией существующих ЦТП необходимо проведение реконструкции внутриквартальных тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения.

Существующая система теплоснабжения города в значительной степени подготовлена к масштабному повсеместному переходу к закрытой схеме теплоснабжения. В системе имеется большое количество ЦТП, работающих либо по открытой схеме (Сормовский тепловой район), либо по закрытой, но без подогрева горячей воды в контуре циркуляции (Автозаводской тепловой район). Капитальные затраты в реконструкцию и развитие таких объектов значительно ниже нового строительства ввиду наличия здания ЦТП, внутриквартальных разводящих сетей и подвода холодного водоснабжения.

В районах, снабжаемых через ЦТП экономически и технически целесообразно осуществлять их реконструкцию с внедрением двухступенчатой смешанной схемы включения подогревателей (рисунок 4).

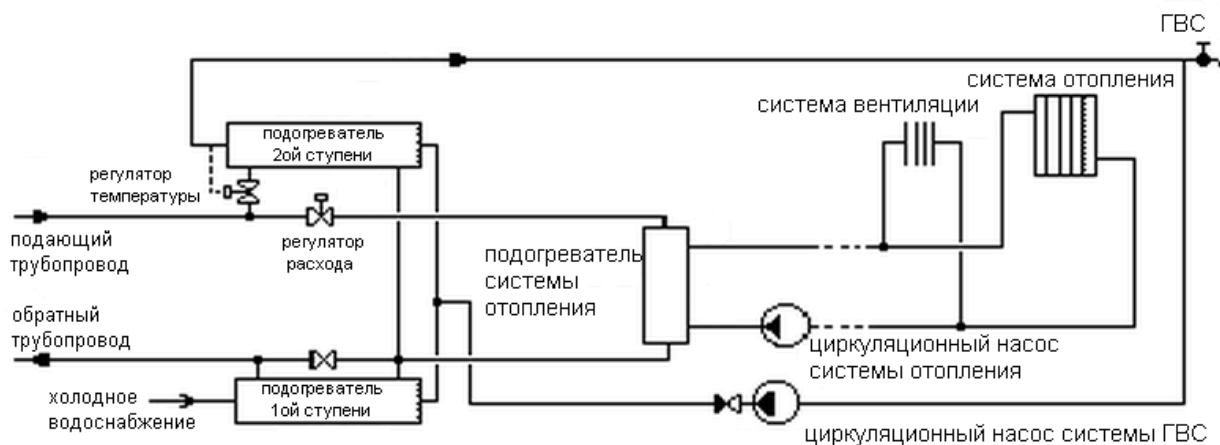


Рисунок 4 - Принципиальная схема ЦТП с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением системы отопления и вентиляции.

Данная схема является наиболее выгодной по технико-экономическим показателям и зарекомендовала себя многолетним опытом внедрения и эксплуатации на объектах теплоснабжения в России и за рубежом.

Основное преимущество схем с двумя ступенями подогрева по сравнению со схемами с одноступенчатым подогревом - использование в первой ступени обратной воды из систем отопления температурой 40-70°C. В связи с этим значительно уменьшается расход сетевой воды. Однако в двухступенчатых схемах требуется увеличивать поверхность подогревателей. Но это удорожание меньше, чем получаемое удешевление стоимости тепловой сети.

Реконструкцию тепловых пунктов целесообразно осуществлять не только в направлении перехода к закрытым схемам ГВС, но и с осуществлением перехода к независимому подключению нагрузки отопления. Суммарные затраты в данном случае возрастают не столь значительно, т.к. увеличиваются на величину теплообменного, насосного и регулирующего оборудования системы отопления, а получаемый при этом эффект от экономии ресурсов значителен.

Современное оборудование тепловых (центральных и индивидуальных) пунктов так же включает средства измерения и автоматики, электронные устройства управления.

В Сорновском теплосетевом районе в настоящее время насчитывается 8 ЦТП общей нагрузкой ГВС 10 Гкал/ч в которых существует техническая возможность установки ВВП в системе ГВС. В этом случае так же необходимо осуществить подвод холодной воды к ЦТП со строительством водопровода расходом холодной воды 5-30 т/ч.

В этом же тепловом районе по открытой схеме снабжаются потребители с общей нагрузкой ГВС 25 Гкал/ч, с непосредственным водоразбором из тепловых сетей. Перевод этих потребителей целесообразен путем установки ВВП в тепловых узлах зданий, либо с установкой единого теплового пункта на одно здание, но при этом потребуются более крупная реконструкция внутридомовых систем ГВС.

Еще одним направлением повышения эффективности работы централизованной системы теплоснабжения является закрытие мелких низкоэффективных котельных с переводом их нагрузок на снабжение от СЦТ, при этом здания и часть оборудования котельных используется под ЦТП. В системе значительное количество котельных работающих по четырех трубной схеме, что в случае их закрытия и переходу к ЦТП в дальнейшем так же позволит уменьшить величину капитальных затрат и необходимость подвода трубопроводов холодного водоснабжения.

В случае, когда потребители подключены к тепловым сетям непосредственно и по двухтрубной системе, либо когда нет технической возможности организации ЦТП на имеющихся площадках возможна реконструкция существующих узлов под-

ключения потребителей до индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). В ряде случаев ИТП имеет больше преимуществ по сравнению с ЦТП. ИТП позволяют более точно осуществить регулировку режимов теплопотребления по отдельным потребителям, что значительно снижает перерасход теплоносителя на нужды отопления в переходные режимы отопительного периода.

Схема центрального и индивидуального теплового пункта (рисунок 5) принципиально не отличаются друг от друга. Основное отличие в данном случае в мощности устанавливаемого оборудования. Основное отличие и удорожание ЦТП по сравнению с ИТП заключается в необходимости проведения ремонта здания ЦТП, а также реконструкции внутриквартальных сетей отопления и горячего водоснабжения. Дополнительно при ЦТП необходимо учитывать необходимость подвода трубопроводов холодного водоснабжения.

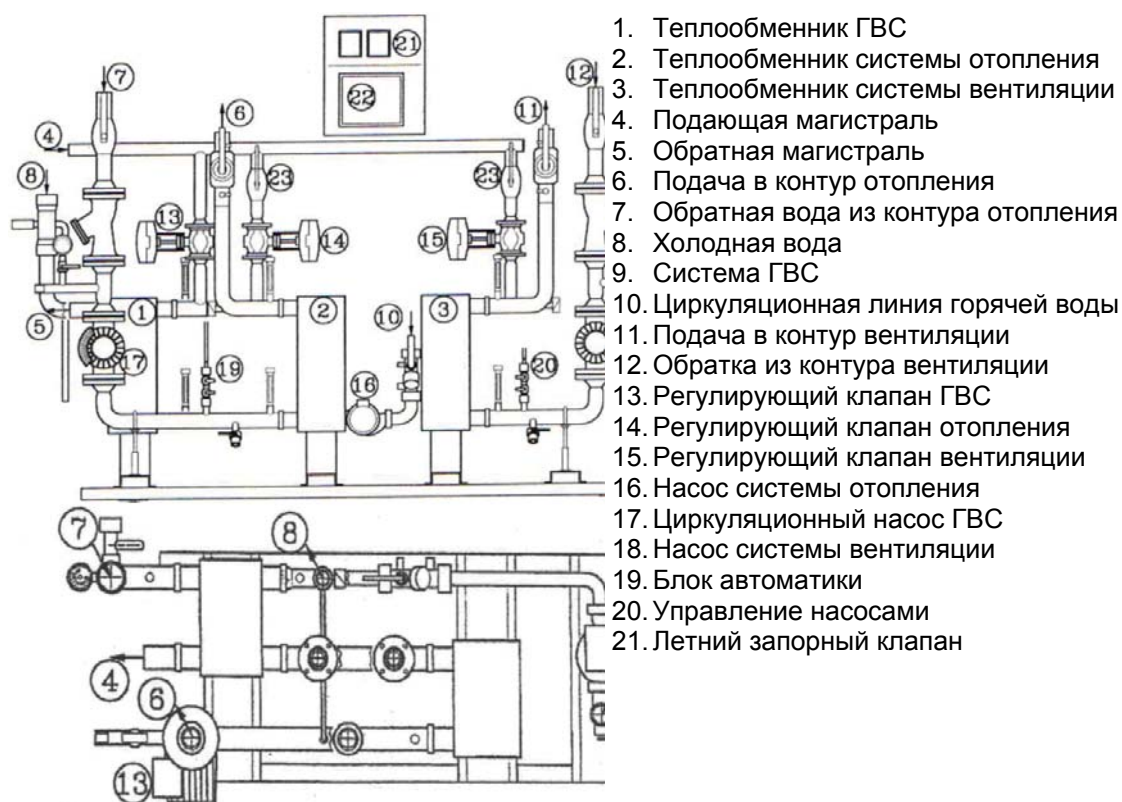


Рисунок 5 - Принципиальная схема индивидуального автоматизированного теплового пункта.

Выбор предпочтительного направления развития системы необходимо производить на основе технико-экономических расчетов для каждого конкретного случая, после разработки индивидуальных проектов с анализом технических возможностей.

В дальнейшем переход к многоконтурности схем, независимому присоединению отопительной нагрузки и закрытым схемам ГВС позволит реализовать перспективные подходы к построению теплоснабжающих систем – организация совместной работы источников на общие тепловые сети.

1.6.3 Основные экономические показатели

В настоящее время на рынке теплотехнического оборудования имеется широкий выбор как импортного, так и отечественного оборудования для ИТП и ЦТП. Данное оборудование отличается стоимостью, показателями эффективности и надежности работы.

В каждом конкретном случае основной перечень оборудования теплового пункта будет зависеть от масштаба реконструкции, оборудования, которое меняется и которое остается в эксплуатации и ряда других факторов.

Стоимости готового теплового пункта основанного на иностранном оборудовании и с применением автоматизации выше стоимости ИТП с отечественным оборудованием и минимумом автоматики примерно в 1,5-1,8 раза (таблица 14).

Таблица 14 - Ориентировочная стоимость оборудования ИТП в зависимости от компоновки

Вариант	1	2
Используемые теплообменники	Ридан	AlfaLaval
Насосы	Wilо	Grundfos
Запорная арматура	Немен	Broen
Запорно-регулирующие клапаны	Российского производства	Иностранного производства
Теплоизоляция	Фольгированная минеральная вата	K-flex Solar
Насосная станция водоснабжения	Нет	С обвязкой арматурой Hawle
Распределительная гребенка	Нет	Есть
Внутренние контуры	Один	Три с балансировочными клапанами на выходе
Автоматика на контроллерах	Овен	Xenta
Система диспетчеризации	Нет	Есть
Примерная стоимость, руб.	3 500 000	5 600 000

Кроме стоимости оборудования тепловых пунктов необходимо учитывать стоимость проектно-сметной документации, строительно-монтажные и наладочные работы (таблица 15).

Таблица 15 - Структура затрат по тепловым пунктам

Составление проектно-сметной документации	5-7%
Строительно-монтажные и наладочные работы	40-50%
Оборудование	43-55%

Исходя из средних значений стоимости оборудования, проектирования, монтажа, наладки, а так же необходимого объема реконструкции были определены суммарные капитальные вложения необходимые для перевода потребителей Сормовской ТЭЦ на закрытые схемы горячего водоснабжения и независимое подключение отопительной нагрузки (таблица 16). При этом в стоимости реконструкции ЦТП были учтены затраты на реконструкцию внутриквартальных сетей и подвод сетей холодного водоснабжения.

Реализация мероприятий должна производиться согласно календарному плану освоения инвестиций по программе и завершение должно осуществляться не позднее 2022 года, что продиктовано существующим законодательством.

Указанные капитальные вложения являются ориентировочными и требуют уточнения при составлении проектно-сметной документации каждого конкретного проекта.

Таблица 16 - Капитальные затраты в реконструкцию центральных и индивидуальных тепловых пунктов, тепловых сетей с целью перехода к закрытой схеме ГВС и независимому подключению нагрузки отопления

Центральные тепловые пункты и сети	Всего
ПИР и ПСД, млн. руб.	39,74
Оборудование, млн. руб.	310,62
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	314,31
Всего капитальные затраты, млн. руб.	664,66
НДС, млн. руб.	119,64
Индивидуальные тепловые пункты	
ПИР и ПСД, млн. руб.	59,41
Оборудование, млн. руб.	464,40
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	469,91
Всего капитальные затраты, млн. руб.	993,72
НДС, млн. руб.	178,87
Всего смета проекта, млн. руб.	1956,90

1.7 Обоснование затрат при решении проблем Автозаводской ТЭЦ

1.7.1 Восстановление и установка на ТНС-30 баков-аккумуляторов

Примерная стоимость принята по данным Завода емкостного и резервуарного оборудования – КонверсАтомЭнергоМонтаж, г. Москва, <http://teplobak.ru> (таблица 17).

Таблица 17 – Стоимость и срок производства, монтажа и теплоизоляции баков-аккумуляторов фирмой КонверсАтомЭнергоМонтаж.

Объем	Высота стенки	Диаметр бака	Масса	Стоимость бака	Стоимость монтажа	Стоимость теплоизоляции	Срок изготовления и монтажа	Общая стоимость
м ³	мм	мм	т	тыс. руб.	руб.	руб.	дней	руб.
100	5960	4730	9	513	265800	255250	10-12	1034050
200	5960	6630	12	684	342910	344990	15-17	1371900
400	7450	8530	20	1026	479300	556880	17-20	2062180
1000	11920	10430	39	1710	896700	1020320	23-25	3627020
2000	11920	15180	75	3420	1425750	1592920	35-40	6438670
3000	11920	18980	112	5130	1968800	2075710	45-50	9174510
5000	11920	22800	164	7980	2874560	2633175	50-60	13487735

По состоянию на 01.02.2011г. с учетом НДС стоимость непосредственно бака-аккумулятора емкостью 500 м³, его монтажа и теплоизоляции (без учета стоимости доставки) составляет примерно 2 062 180 рублей.

Таким образом, стоимость установки двух баков-аккумуляторов емкостью 500 м³ на ТНС-30 составит 4 124 360 рублей, однако это стоимость без учета доставки и в целом может составить около 6-8 млн. рублей.

1.7.2 Реконструкция прямоугольных баков-аккумуляторов

Согласно данным таблицы «Характеристики ЦТП (ТНС) на сетях Автозаводской ТЭЦ» прямоугольные баки-аккумуляторы установлены на нескольких ТНС. В таблице 18 представлена информация по прямоугольным бакам-аккумуляторам в сети АТЭЦ, а так же стоимость по их реконструкции. Стоимость определена аналогично первому пункту (таблица 17) и составляет 30 млн. рублей.

Таблица 18 – Объем и стоимость реконструкции прямоугольных баков-аккумуляторов на сетях АТЭЦ

Наименование ТНС	Количество прямоугольных баков-аккумуляторов, шт.	Емкость прямоугольных баков-аккумуляторов, м ³	Стоимость новых баков-аккумуляторов, монтажа и теплоизоляции*, руб.
ТНС-25	2	250	2743800
ТНС-4	2	500	4124360
ТНС-13	2	250	2743800
ТНС-5	1	500	2062180
ТНС-20	2	250	2743800
ТНС-7а	2	500	4124360
ТНС-7	2	500	4124360
ВСЕГО	13	2750	22666660

* Стоимость указана по данным Завода емкостного и резервуарного оборудования – КонверсАтомЭнергоМонтаж, г. Москва, по состоянию на 01.02.2011, с НДС, но без учета стоимости доставки.

1.7.3 Замена теплообменников на более эффективные при переходе на новый график регулирования с изломом

Суммарная стоимость современных блочных водоводяных подогревателей составит около 7 млн. руб. С учетом строительно-монтажных работ и проектно-сметной документации общая стоимость решения составит около 11 млн. руб.

1.7.4 Установка теплообменников на ЦТП-14 и ЦТП-15

При установке теплообменников мощностью по 1,5 Гкал/ч ($F=160 \text{ м}^2$ при $\Delta t=10^\circ\text{C}$) стоимость одного блочного водоводяного подогревателя мощностью составляет порядка 300 тыс. руб., без учета строительно-монтажных и проектных работ.

Таким образом, общая стоимость решения составит около 900 тыс. рублей.

1.7.5 Установка тепловых камер

Вместо двух параллельных теплопроводов ГВС второй и третьей Юго-Западных магистралей диаметром по 500 мм каждый на участке длиной более 2 км для передачи горячей воды предлагается использовать только один из них (трубы диаметром 500 мм достаточно для пропуска суммарного расхода обеих тепломагистралей ГВС). Для этого необходимо установить две тепловые камеры (рисунок 6) – одну вначале, а вторую в конце указанного участка.

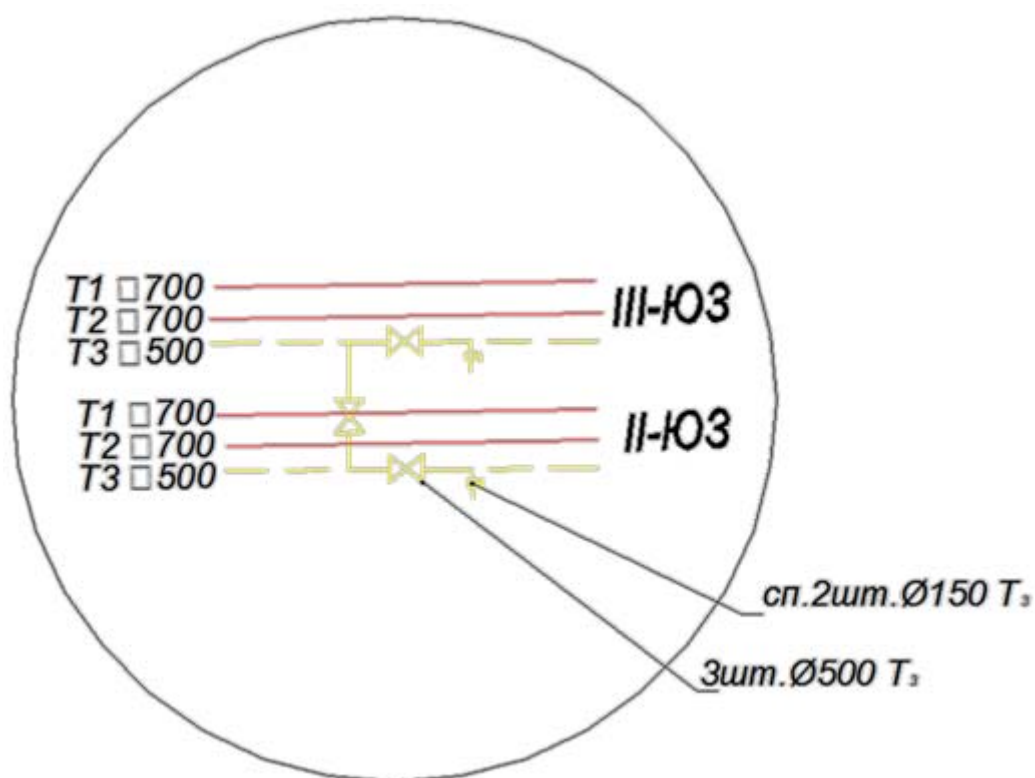


Рисунок 6 – Схема тепловой камеры.

Стоимость строительства тепловой камеры (ТК) в первую очередь определяется проектом в зависимости от технологической возможности размещения оборудования тепловых сетей и самого помещения ТК.

Примерная стоимость помещения ТК (без сметно-проектной документации и строительно-монтажных работ) представлена в таблице 19, по данным фирмы ООО "СоюзПрофСтрой", г. Санкт-петербург (<http://pro100stroyka.ru/>).

Таблица 19 – Стоимость железобетонных конструкций тепловых камер

Номенклатура	L, длина, мм	H, высота, мм	B, ширина, мм	Цена, рублей
1,8-1,8-2,0	1,8	1,8	2	65 000
2,6-2,6-2,0	2,6	2,6	2	180 000
3,0-3,0-2,0	3	3	2	235 000
2,5-4,0-2,0	2,5	4	2	152 000
2,5-4,0-4,0	2,5	4	4	225 500
4,0-4,0-2,0	4	4	2	210 500
4,0-4,0-4,0	4	4	4	305 000
4,0-5,5-2,0	4	5,5	2	285 100
4,0-5,5-4,0	4	5,5	4	382 500

Стоимость задвижек зависит от применяемых материалов и производителей.

В таблице 20 представлены данные фирмы ООО «Армолит», г. Иркутск.

Таблица 20 – Стоимость задвижек по данным фирмы ООО «Армолит», г. Иркутск

Номенклатурное название	Стоимость, руб.
30нж15нж Ду500 Ру40 МАВ	350000
30с46нж Ду500 Ру6	110000
30с915нж Ду500 Ру40 (ПТПА)	120000

В качестве спускников могут быть установлены шаровые краны 11с67п Ду=150 мм, Ру=1,6 МПа. Их стоимость по данным «ТеплоПриборКомплект» составляет 10 345 руб.

Таким образом, согласно представленной на рисунке схемы, стоимость задвижек и спускников составит 350-1100 тыс. руб. в зависимости от принятого проектом состава оборудования.

Стоимость строительно-монтажных и проектных работ в данном случае может составить порядка 80% от стоимости оборудования и помещения тепловой камеры.

Общая стоимость строительства с оборудованием двух тепловых камер составит порядка 5-8 млн. рублей.

По всем предложенным решениям общая стоимость всех мероприятий составит 53-58 млн. рублей.

1.7.6 Стоимость оснащения насосов ГВС преобразователями частоты

Ориентировочная стоимость оснащения насосов ГВС преобразователями частоты определялась согласно исходным данным (Таблица Характеристики ЦТП (ТНС) на сетях Автозаводской ТЭЦ) о типе насосов, их количестве, мощности и ориентировочным стоимостям преобразователей частоты (таблица).

По имеющейся информации можно заключить, что стоимость данного вида работ по всей системе составит 4,5-5 млн. рублей с учетом монтажных работ.

Таблица 21 Стоимость преобразователей частоты

Модель	Цена
VFD007F43A Преобразователь частоты (0,75kW 380V)	344 \$
VFD015F43A Преобразователь частоты (1,5kW 380V)	377 \$
VFD022F43A Преобразователь частоты (2,2kW 380V)	448 \$
VFD037F43A Преобразователь частоты (3,7kW 380V)	593 \$
VFD055F43B Преобразователь частоты (5.5kW 380V)	744 \$
VFD075F43B Преобразователь частоты (7.5kW 380V)	852 \$
VFD110F43A Преобразователь частоты (11.0kW 380V)	999 \$
VFD150F43A Преобразователь частоты (15.0kW 380V)	1180 \$
VFD185F43A Преобразователь частоты (18.5kW 380V)	1640 \$
VFD220F43A Преобразователь частоты (22.0kW 380V)	1770 \$
VFD300F43A Преобразователь частоты (30.0kW 380V)	2154 \$
VFD370F43A Преобразователь частоты (37.0kW 380V)	2519 \$
VFD450F43A Преобразователь частоты (45.0kW 380V)	3037 \$
VFD550F43A Преобразователь частоты (55.0kW 380V)	4055 \$

Таким образом, суммарные капитальные вложения по повышению эффективности ГВС потребителей от Автозаводской ТЭЦ (таблица 22) составляют 183,9 млн. руб. В указанную сумму входят все решения по переоборудованию ЦТП (замена баков-аккумуляторов и теплообменников) и строительство тепловых камер.

Таблица 22 - Капиталовложения в реконструкцию системы ГВС от Автозаводской ТЭЦ

	Всего
ПИР и ПСД, млн. руб.	13,4
Оборудование, млн. руб.	90
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	80,5
Всего капитальные затраты, млн. руб.	183,9
в т.ч. НДС, млн. руб.	33,1

2 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

2.1 Демонтаж и строительство новых энергетических мощностей на существующих ТЭЦ, котельных и перспективных площадках

Для демонтажа и ввода энергетического оборудования (котлы, турбины) на Автозаводской и Сормовской ТЭЦ, а также новых ТЭЦ и котельных потребуется более 91,4 млрд. руб. (таблица 25), включая НДС.

➤ *Автозаводская ТЭЦ.* Для модернизации Автозаводской ТЭЦ потребуется 23069,153 млн. руб. (в ценах 2012 года), включая сооружение на ней нового источника ПГУ электрической мощностью 400 МВт.

➤ *Сормовская ТЭЦ.* Для модернизации Сормовской ТЭЦ потребуется 18969,283 млн. руб. (в ценах 2012 года), включая сооружение: ГТУ-110 электрической мощностью 110 МВт, Т-185-130, ПТ-140-130 и двух колов Е-160.

➤ *Нижегородская ТЭЦ.* Инвестиции в строительство и ввод в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ (2*ПГУ-450) составят порядка 39 684,82 млн. рублей (в ценах 2012 года).

➤ *ТЭЦ «Московское шоссе».* Инвестиции в строительство и ввод в эксплуатацию ТЭЦ «Московское шоссе» (2*ГТУ-32) составят порядка 3201,96 млн. рублей (в ценах 2012 года).

➤ *ТЭЦ «Большие Овраги».* Инвестиции в строительство и ввод в эксплуатацию ТЭЦ «Большие Овраги» (2*ГТУ-6р) составят порядка 1035,03 млн. рублей (в ценах 2012 года).

➤ *Нагорная теплоцентраль.* Для модернизации Нагорной теплоцентрали (сооружение на ней мини-ТЭЦ 2*ГТУ-16р) потребуется 1776,41 млн. руб. (в ценах 2012 года).

➤ ТЭЦ на базе ГТУ на котельных по адресам:

– ТЭЦ на базе котельной ул. Академика Баха, д.4а (Ввод ГТЭС-12П) общей электрической мощностью-24,8 МВт, общая тепловая мощность-32,8 Гкал/ч (инвестиции составят 1293,28 млн. руб.) с 2015г.;

– ТЭЦ на базе котельной пр. Союзный, д.43 (Ввод ГТЭС-12П) общей электрической мощностью-24,8 МВт, тепловая мощность – 32,8 Гкал/ч (инвестиции составят 1293,28 млн. руб.) с 2016 г.;

– ТЭЦ на базе котельной «Высоковская» ул. Деловая, д.14 (Ввод ГТЭС-12П) общей электрической мощностью-24,8 МВт, общая тепловая мощность-32,8 Гкал/ч (инвестиции составят 1293,28 млн. руб.) с 2016 г.

➤ *Мини-ТЭЦ на базе ГПУ на котельных по адресам:*

– мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Голованова, д. 25а (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), инвестиции составят 359,48 млн. руб.;

– мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Батумская, д. 76 (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), инвестиции составят 359,48 млн. руб.;

– мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Цветочная, д. 3 (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), инвестиции составят 359,48 млн. руб.

2.2 Строительство новых БМК путем замещения тепловых мощностей на существующих котельных Нижнего Новгорода

Для строительства 17 новых блочно-модульных котельных на существующих площадках (таблица 26) потребуется 553,77 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г.) с учетом НДС (18 %).

Эффективность использования небольших котельных повышенной заводской готовности (блочно-модульные котельные) определяется:

- а) простотой конструкций, быстротой и легкостью монтажа;
- б) меньшей на 30-40 % металлоемкостью сооружений и на 35-80 % стоимостью строительно-монтажных работ;
- в) в 6-7 раз меньшими трудозатратами;
- г) сокращением в 10 раз расхода сборного и монолитного железобетона;
- д) уменьшением в 1,5-2 раза эксплуатационных затрат;
- е) низкими расходами топлива, так КПД котельных достигает 90-92 %, а удельный расход топлива на отпуск тепла составляет 158-162 кг у.т./Гкал.

2.3 Реконструкция существующих котельных

Для строительства 15 новых котельных с увеличением тепловой мощности (таблица 27) потребуется 1834,26 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г) с учетом НДС (18 %), а 6 с уменьшением тепловой мощности 344,2 млн. руб.

К реконструкции должны быть привлечены 73 котельных (таблица 28) с целью демонтажа существующих котлов и заменой их на котлы-аналоги при этом потребуется 7637,47 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г) с учетом НДС (18 %).

2.4 Оснащение приборами учета тепловой энергии котельных

Узел учета на котельной – это комплекс приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров. Конструктивно узел учета представляет собой набор «модулей», которые врезаются в трубопроводы. В узел учета тепла входят: вычислитель, преобразователи расхода, температуры, давления, приборы индикации температуры и давления, а также запорная арматура.

В настоящее время на российском рынке представлен широкий спектр выбора различных узлов учета на основе теплосчетчиков ВИСТ, ТеРосс, ТЭМ, ТСК, ЭСКО, МКТС, КМ-5, Магика, SA-94 и др.

Так, например, теплосчетчик «ТеРосс» от компании «Технотерм» представляет собой многофункциональный многоканальный прибор модульного исполнения и состоит из измерительных преобразователей расхода, давления, термопреобразователей и вычислительного устройства, соединенных между собой линиями связи. Прибор многопоточный: поддерживает 4 тепловые системы, можно подключить до 8 расходомеров (рисунок 7).

Стоимость оборудования котельной узлом учета на основе теплосчетчика «ТеРосс» складывается из проектной документации и стоимости оборудования, в зависимости от мощности котельной. Стоимость оборудования зависит от количества расходомеров и термопреобразователей. По данным «института коммунальных сфер» и «Техно терм» для одной котельной средней мощности 15-20 Гкал/ч стоимость составляет порядка 660 тыс. руб. (таблица 23).

Таблица 23 - Стоимость организации приборного узла учета на котельной средней мощности

	Стоимость, руб.
Проектная документация	25000
Комплект многопоточного теплосчетчика «TePoc» с шестью расходомерами	632433
Итого	657433
в том числе НДС	118338

Указанная стоимость может увеличиваться в зависимости от объема дополнительного оборудования (например, устройства для сетей диспетчеризации, радиомодем, контроллеры-регуляторы и т.п.) и дополнительных услуг по обучению персонала по работе с приборами, оказание консультационных услуг, поверка и т.п.

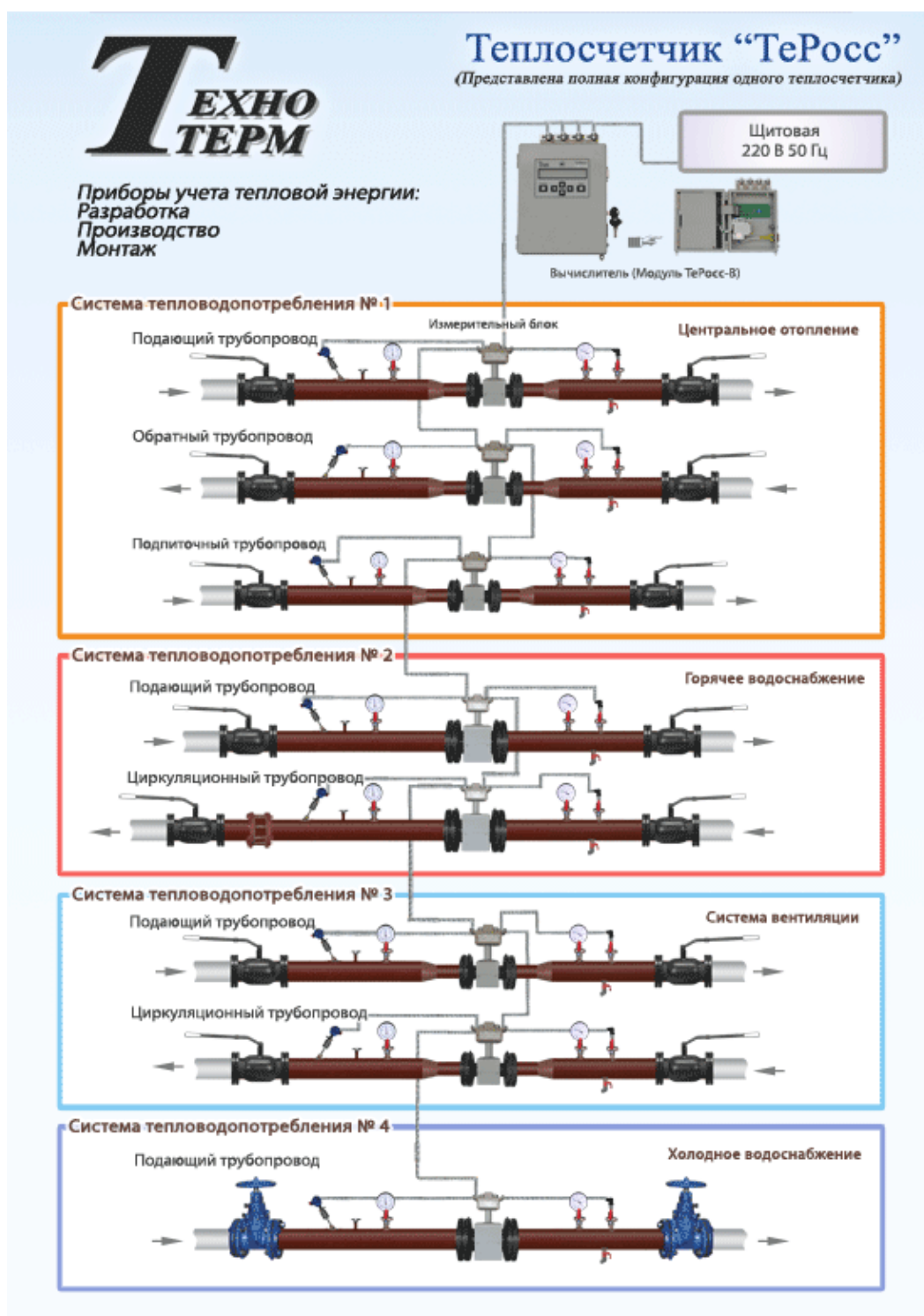


Рисунок 7 - Схема подключения теплосчетчика «ТеРосс».

Типоразмер оборудования (соответственно и стоимость) зависит от производительности котельной, температурного графика работы, наличия двух или четырех трубной системы тепловых сетей.

Таким образом, общая стоимость организации приборного учета на 77 котельных ОАО «Теплоэнерго» составит почти 73 млн. руб. (таблица 24).

Таблица 24 - Ориентировочная стоимость организации приборного учета на 77 котельных ОАО «Теплоэнерго»

	Стоимость, тыс. руб.
Проектная документация	1925
Комплект многопоточного теплосчетчика «ТеРосс» с шестью расходомерами (отопление, горячее и холодное водоснабжение, подпитка)	48697,4
Привязка к конкретному оборудованию котельной	20248
Итого	72870,4
в том числе НДС	13116,7

В таблице 25 приведены финансовые потребности в реализацию по демонтажу, реконструкции и новому строительству энергетических мощностей на существующих и перспективных площадках для рационального варианта схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода (в ценах 2012 г.)

Таблица 25 - Финансовые потребности в реализацию по демонтажу, реконструкции и новому строительству энергетических мощностей на существующих и перспективных площадках для рационального варианта схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование работ/статья затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Центральный округ (Заречная часть)																	
Автозаводский район																	
Автозаводская ТЭЦ (1*ПГУ-400 ввод 2016 г.)																	
ПИР и ПСД	845,86																845,86
Оборудование		5760,0															5760,0
СМР		2772,0	5148,0														7920,0
Прочие				720,0													720,0
Всего	845,86	8532,0	5148,0	720,0													15245,86
НДС	152,25	1535,76	926,64	129,6													2744,25
Смета	998,11	10067,76	6074,64	849,6													17990,11
Автозаводская ТЭЦ (демонтаж котла № 6 в 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,40													0,40
Оборудование					4,41												4,41
СМР					2,40												2,40
Прочие						1,20											1,20
Всего				0,40	6,81	1,20											8,41

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС				0,07	1,23	0,22											1,51
Смета				0,47	8,04	1,42											9,93
Автозаводская ТЭЦ (демонтаж котла № 7 и № 8 в 2017 г.)																	
ПИР и ПСД					1,84												1,84
Оборудование						20,20											20,20
СМР						11,02											11,02
Прочие							5,51										5,51
Всего					1,84	31,22	5,51										38,56
НДС					0,33	5,62	0,99										6,94
Смета					2,17	36,84	6,50										45,50
Автозаводская ТЭЦ (демонтаж котла № 9 в 2018 г.)																	
ПИР и ПСД						0,96											0,96
Оборудование							10,56										10,56
СМР							5,76										5,76
Прочие								2,88									2,88
Всего						0,96	16,32	2,88									20,16
НДС						0,17	2,94	0,52									3,63
Смета						1,13	19,25	3,40									23,79
Автозаводская ТЭЦ (Демонтаж турбин № 3, № 4, № 5, № 6 с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			2,20														2,20
Оборудование				6,04	6,04	6,04	6,04										24,17
СМР				3,30	3,30	3,30	3,30										13,18
Прочие					1,65	1,65	1,65	1,65									6,59
Всего			2,20	9,34	10,99	10,99	10,99	1,65									46,14
НДС			0,40	1,68	1,98	1,98	1,98	0,30									8,31
Смета			2,59	11,02	12,96	12,96	12,96	1,94									54,45

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Автозаводская ТЭЦ (Замена элементов поверхностей нагрева котлов № 10, № 11, № 12, № 13, № 14, № 15 в 2013-2018 гг., 2020 г.)																	
ПИР и ПСД	21,00																21,00
Оборудование		52,25	31,35	37,10	31,35	1,05	39,71		26,65								219,45
СМР		33,25	19,95	23,61	19,95	0,67	25,27		16,96								139,65
Прочие		9,50	5,70	6,75	5,70	0,19	7,22		4,85								39,90
Всего	21,00	95,00	57,00	67,45	57,00	1,90	72,20		48,45								420,00
НДС	3,78	17,10	10,26	12,14	10,26	0,34	13,00		8,72								75,60
Смета	24,78	112,10	67,26	79,59	67,26	2,24	85,20		57,17								495,60
Автозаводская ТЭЦ (Замена элементов поверхностей нагрева водогрейных котлов № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, №7, №8 в 2012-2017 гг.)																	
ПИР и ПСД	8,55																8,55
Оборудование		11,50	14,11	14,11	21,42	14,11	14,11										89,35
СМР		7,32	8,98	8,98	13,63	8,98	8,98										56,86
Прочие		2,09	2,57	2,57	3,90	2,57	2,57										16,25
Всего	8,55	20,90	25,65	25,65	38,95	25,65	25,65										171,00
НДС	1,54	3,76	4,62	4,62	7,01	4,62	4,62										30,78
Смета	10,09	24,66	30,27	30,27	45,96	30,27	30,27										201,78
Автозаводская ТЭЦ (Замена ЦВД, ПВД, паропроводов турбин № 7, № 8, № 9 в 2015 г., 2018 г., 2017 г.)																	
ПИР и ПСД			90,00														90,00
Оборудование				313,50	313,50	313,50											940,50
СМР				199,50	199,50	199,50											598,50
Прочие				57,00	57,00	57,00											171,00
Всего			90,00	570,00	570,00	570,00											1800,00
НДС			16,20	102,60	102,60	102,60											324,00
Смета			106,20	672,60	672,60	672,60											2124,0
Автозаводская ТЭЦ (Замена ЦВД, ПВД, паропроводов турбин № 10, № 11, № 12 в 2014 г., 2019 г., 2021 г.)																	
ПИР и ПСД		90,00															90,00

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Оборудование			313,50					313,50		313,50							940,50
СМР			199,50					199,50		199,50							598,50
Прочие			57,00					57,00		57,00							171,00
Всего		90,00	570,00					570,00		570,00							1800,00
НДС		16,20	102,60					102,60		102,60							324,00
Смета		106,20	672,60					672,60		672,60							2124,00
Котельная "Московское шоссе" (2*Е-160), 2016 г.																	
ПИР и ПСД		50,43															50,43
Оборудование			37,82	88,24													126,06
СМР			103,59	241,71													345,30
Прочие					76,73												76,73
Всего		50,43	141,41	329,96	76,73												598,53
НДС		9,08	25,45	59,39	13,81												107,73
Смета		59,50	166,86	389,35	90,55												706,26
ТЭС "Московское шоссе" (2*ГТУ-25 + котельная), 2019 г.																	
ПИР и ПСД					63,00												63,00
Оборудование						861,84	369,36										1231,20
СМР						215,46	502,74										718,20
Прочие								102,60									102,60
Всего					63,00	1077,3	872,1	102,60									2115,00
НДС					11,34	193,91	156,98	18,47									380,70
Смета					74,34	1271,21	1029,08	121,07									2495,70
Сормовский район																	
Сормовская ТЭЦ (1*ГТ-110, 2027 г.)																	
ПИР и ПСД													264,33				264,33
Оборудование														831,60	356,40		1188,00

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ние																	
СМР														980,10	653,40		1633,50
Прочие																148,50	148,50
Всего													264,33	1811,7	1009,8	148,50	3234,33
НДС													47,58	326,11	181,76	26,73	582,18
Смета													311,91	2137,81	1191,56	175,23	3816,51
Сормовская ТЭЦ (Демонтаж турбины № 3 в 2026 г.)																	
ПИР и ПСД													1,45				1,45
Оборудование														11,60			11,60
СМР														15,95			15,95
Прочие															1,45		1,45
Всего													1,45	27,55	1,45		30,45
НДС													0,26	4,96	0,26		5,48
Смета													1,71	32,51	1,71		35,94
Сормовская ТЭЦ (Ввод 2*Е-160) в 2017 г., 2019 г.																	
ПИР и ПСД				19,01													19,01
Оборудование					58,04		58,04										116,08
СМР					122,98		122,98										245,95
Прочие						9,05		9,05									18,10
Всего				19,01	181,01	9,05	181,01	9,05									399,14
НДС				3,42	32,58	1,63	32,58	1,63									71,84
Смета				22,43	213,60	10,68	213,60	10,68									470,98
Сормовская ТЭЦ (ПТ-140 + 2*420 т/ч в 2023 г.)																	
ПИР и ПСД									459,63								459,63
Оборудование										1619,51	694,08						2313,59
СМР										1272,47	1908,71						3181,19
Прочие												289,20					289,20

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего									459,63	2891,99	2602,79	289,20					6243,61
НДС									82,73	520,56	468,50	52,06					1123,85
Смета									542,37	3412,55	3071,29	341,25					7367,46
Сормовская ТЭЦ (Т-185 + 3*420 т/ч в 2025 г.)																	
ПИР и ПСД											454,08						454,08
Оборудование												1599,94	685,69				2285,62
СМР												1257,09	1885,64				3142,73
Прочие														285,70			285,70
Всего											454,08	2857,03	2571,33	285,70			6168,14
НДС											81,73	514,27	462,84	51,43			1110,26
Смета											535,81	3371,29	3034,17	337,13			7278,40
Нижегородский район																	
Мини-ТЭЦ «Большие Овраги» (2*ГТУ-6р)																	
ПИР и ПСД			64,21														64,21
Оборудование				216,43	216,43												432,86
СМР				126,25	126,25												252,50
Прочие						36,07											36,07
Всего			64,21	342,68	342,68	36,07											785,65
НДС			11,56	61,68	61,68	6,49											141,42
Смета			75,77	404,37	404,37	42,56											927,07
Котельная «Большие Овраги» (с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД		7,71															7,71
Оборудование			5,78	13,49													19,27
СМР			36,95	15,84													52,79
Прочие					11,73												11,73
Всего		7,71	42,73	29,33	11,73												91,50
НДС		1,39	7,69	5,28	2,11												16,47

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Смета		9,10	50,42	34,61	13,84												107,97
Советский район																	
Реконструкция котельной НТЦ с увеличением мощности и строительством мини-ТЭЦ (2*ГТУ-16р), 2016 г.																	
ПИР и ПСД		123,03															123,03
Оборудование			580,61	248,83													829,44
СМР			193,54	290,30													483,84
Прочие					69,12												69,12
Всего		123,03	774,14	539,14	69,12												1505,43
НДС		22,15	139,35	97,04	12,44												270,98
Смета		145,18	913,49	636,18	81,56												1776,41
ТЭЦ на базе котельной ул. Академика Баха, д.4а (Ввод в 2015 г. 2*ГТЭС-12П) общей электрической мощностью - 24,8 МВт и тепловой - 32,8 Гкал/ч																	
ПИР и ПСД		24,64															24,64
Оборудование			449,97	192,84													642,82
СМР				374,98													374,98
Прочие					53,57												53,57
Всего		24,64	449,97	567,82	53,57												1096,00
НДС		4,44	80,99	102,21	9,64												197,28
Смета		29,08	530,97	670,03	63,21												1293,28
ТЭЦ пр. Союзный, 43 (2*ГТУ-12П) с 2015 г.																	
ПИР и ПСД		24,64															24,64
Оборудование			449,97	192,84													642,82
СМР				374,98													374,98
Прочие					53,57												53,57
Всего		24,64	449,97	567,82	53,57												1096,00
НДС		4,44	80,99	102,21	9,64												197,28
Смета		29,08	530,97	670,03	63,21												1293,28
ТЭЦ на базе котельной «Высоковская» (2*Ввод ГТЭС-12П) общей электрической мощностью - 24,8МВт и тепловой - 32,8 Гкал/ч																	

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПИР и ПСД		24,64															24,64
Оборудование			449,97	192,84													642,82
СМР				374,98													374,98
Прочие					53,57												53,57
Всего		24,64	449,97	567,82	53,57												1096,00
НДС		4,44	80,99	102,21	9,64												197,28
Смета		29,08	530,97	670,03	63,21												1293,28
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Голованова (2*ГПУ Caterpillar G3520C) общая электрическая мощность - 4 МВт, тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч) с 2014 г.																	
ПИР и ПСД		6,85															6,85
Оборудование			178,68														178,68
СМР			104,23														104,23
Прочие				14,89													14,89
Всего		6,85	282,90	14,89													304,64
НДС		1,23	50,92	2,68													54,84
Смета		8,08	333,82	17,57													359,48
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Батумская (2*ГПУ Caterpillar G3520C) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч) с 2014 г.																	
ПИР и ПСД		6,85															6,85
Оборудование			178,68														178,68
СМР			104,23														104,23
Прочие				14,89													14,89
Всего		6,85	282,90	14,89													304,64
НДС		1,23	50,92	2,68													54,84
Смета		8,08	333,82	17,57													359,48

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Цветочная (2*ГПУ Caterpillar G3520C) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч) с 2015 г.																	
ПИР и ПСД			6,85														6,85
Оборудование				178,68													178,68
СМР				104,23													104,23
Прочие					14,89												14,89
Всего			6,85	282,90	14,89												304,64
НДС			1,23	50,92	2,68												54,84
Смета			8,08	333,82	17,57												359,48
Нижегородская ТЭЦ (2*ГГУ-450) в 2016 г., 2018 г.																	
ПИР и ПСД		1231,20															1231,20
Оборудование			3240,00	3240,00	3240,00	3240,00											12960,00
СМР			4455,00	4455,00	4455,00	4455,00											17820,00
Прочие					810,00		810,00										1620,00
Всего		1231,20	7695,00	7695,00	8505,00	7695,00	810,00										33631,20
НДС		221,62	1385,10	1385,10	1530,90	1385,10	145,80										6053,62

В таблице 26 приведены финансовые потребности в замещение котельных путем строительства БМК для рационального варианта развития схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода (в ценах 2012 г.).

В таблице 27 приведены инвестиции в реконструкцию котельных с увеличением или уменьшением тепловой мощности для рационального варианта схемы теплоснабжения

Таблица 26 - Финансовые потребности в замещение котельных путем строительства БМК для рационального варианта развития схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода (в ценах 2012 г.), млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная, ул.Федосеенко, д.89а с 2015 г. (БМК-15)																	
ПИР и ПСД				5,80													5,80
Оборуд.					40,95												40,95
СМР					12,29												12,29
Прочие						9,77											9,77
Всего				5,80	53,24	9,77											68,80
НДС				1,04	9,58	1,76											12,38
Смета				6,84	62,82	11,52											81,18
Котельная в/ч 48422, ул. Планетная с 2016 г. (БМК-3,5)																	
ПИР и ПСД				2,03													2,03
Оборуд.					14,33												14,33
СМР					4,30												4,30
Прочие						3,42											3,42
Всего				2,03	18,63	3,42											24,08
НДС				0,37	3,35	0,62											4,33
Смета				2,39	21,99	4,03											28,41
Котельная, ул. Невельская, 9а (БМК-4) с 2013 г.																	
ПИР и ПСД		2,32															2,32
Оборуд.			16,38														16,38
СМР			4,91														4,91
Прочие				3,91													3,91
Всего		2,32	21,29	3,91													27,52
НДС		0,42	3,83	0,70													4,95
Смета		2,74	25,13	4,61													32,47
Котельная, ул. Завкомовская, д.8 ввод 2016 г. БМК-4																	
ПИР и ПСД			2,32														2,32
Оборуд.				16,38													16,38
СМР				4,91													4,91
Прочие					3,91												3,91
Всего			2,32	21,29	3,91												27,52
НДС			0,42	3,83	0,70												4,95
Смета			2,74	25,13	4,61												32,47

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная, ул. Снежная, д.100 б ввод 2016 г. БМК-3																	
ПИР и ПСД			2,32														2,32
Оборуд.				16,38													16,38
СМР				4,91													4,91
Прочие					3,91												3,91
Всего			2,32	21,29	3,91												27,52
НДС			0,42	3,83	0,70												4,95
Смета			2,74	25,13	4,61												32,47
Котельная, ул.Геройская, д.2а ввод 2015 г. БМК-4,5																	
ПИР и ПСД			2,61														2,61
Оборуд.				18,43													18,43
СМР				5,53													5,53
Прочие					4,39												4,39
Всего			2,61	23,96	4,39												30,96
НДС			0,47	4,31	0,79												5,57
Смета			3,08	28,27	5,19												36,53
Котельная школы №16, ул. Ляхова, д.92а (Гнилицы) ввод 2017 г. 0,4 МВт																	
ПИР и ПСД					0,37												0,37
Оборуд.						2,62											2,62
СМР						0,79											0,79
Прочие							0,62										0,62
Всего					0,37	3,41	0,62										4,40
НДС					0,07	0,61	0,11										0,79
Смета					0,44	4,02	0,74										5,20
Котельная, ул. Комарова, д.3 ввод 2015 г. БМК-2																	
ПИР и ПСД			1,16														1,16
Оборуд.				8,19													8,19
СМР				2,46													2,46
Прочие					1,95												1,95
Всего			1,16	10,65	1,95												13,76
НДС			0,21	1,92	0,35												2,48
Смета			1,37	12,56	2,30												16,24
Котельная МДОУ №43 "Детсад худож.-эстетического развития", ул. Зенитчиков, д.7а ввод 2014 г. 0,6 МВт																	

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПИР и ПСД		0,56															0,56
Оборуд.			3,93														3,93
СМР			1,18														1,18
Прочие				0,94													0,94
Всего		0,56	5,11	0,94													6,60
НДС		0,10	0,92	0,17													1,19
Смета		0,66	6,03	1,11													7,79
Котельная школы №145, ул. 19 Линия, д.25а (Н.Доскино) ввод 2017 г. БМК-0,4																	
ПИР и ПСД					0,37												0,37
Оборуд.						2,62											2,62
СМР						0,79											0,79
Прочие							0,62										0,62
Всего					0,37	3,41	0,62										4,40
НДС					0,07	0,61	0,11										0,79
Смета					0,44	4,02	0,74										5,20
Котельная, ул. Родионова, д.28 б (БМК-0,4) в 2015 г.																	
ПИР и ПСД			0,37														0,37
Оборуд.				2,62													2,62
СМР				0,79													0,79
Прочие					0,62												0,62
Всего			0,37	3,41	0,62												4,40
НДС			0,07	0,61	0,11												0,79
Смета			0,44	4,02	0,74												5,20
Котельная Дом интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город" (БМК-1) в 2013 г.																	
ПИР и ПСД		0,93															0,93
Оборуд.			6,55														6,55
СМР			1,97														1,97
Прочие				1,56													1,56
Всего		0,93	8,52	1,56													11,01
НДС		0,17	1,53	0,28													1,98
Смета		1,09	10,05	1,84													12,99
Котельная, к.п. Зеленый город (ООО "Санаторий им. ВЦСПС") БМК-6 в 2017 г.																	
ПИР и ПСД				3,48													3,48
Оборуд.					24,57												24,57
СМР					7,37												7,37
Прочие						5,86											5,86

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего				3,48	31,94	5,86											41,28
НДС				0,63	5,75	1,05											7,43
Смета				4,10	37,69	6,91											48,71
Котельная Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д.24 (БМК-7) в 2014 г.																	
ПИР и ПСД		8,11															8,11
Оборуд.			28,67	28,67													57,33
СМР			8,60	8,60													17,20
Прочие				13,67													13,67
Всего		8,11	37,26	50,94													96,31
НДС		1,46	6,71	9,17													17,34
Смета		9,57	43,97	60,10													113,65
ООО "Агрокомплекс "Доскино", ул. Заслонова, 20 (БМК-10) в 2015 г.																	
ПИР и ПСД			4,64														4,64
Оборуд.				16,38	16,38												32,76
СМР				4,91	4,91												9,83
Прочие					7,81												7,81
Всего			4,64	21,29	29,11												55,04
НДС			0,83	3,83	5,24												9,91
Смета			5,47	25,13	34,35												64,94
Школа №114, ул. Земляничная, д.16 (Стригино) 0,46 МВт с 2018 г.																	
ПИР и ПСД						0,43											0,43
Оборуд.							3,01										3,01
СМР							0,90										0,90
Прочие								0,72									0,72
Всего						0,43	3,92	0,72									5,06
НДС						0,08	0,71	0,13									0,91
Смета						0,50	4,62	0,85									5,97
Котельная, к.п. Зеленый город (Пансионат ветеранов войны и труда "Зеленый город") БМК-3 в 2017 г.																	
ПИР и ПСД					1,74												1,74
Оборуд.						12,29											12,29
СМР						3,69											3,69
Прочие							2,93										2,93
Всего					1,74	15,97	2,93										20,64
НДС					0,31	2,87	0,53										3,71
Смета					2,05	18,85	3,46										24,35

Таблица 27 - Реконструкция котельных с увеличением или уменьшением тепловой мощности для рационального варианта схемы теплоснабжения, млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего 2012-2027 гг.	с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Реконструкция с увеличением тепловой мощности																		
Котельная, ул. Архитектурная, д.2б (8*ФАКЕЛ - 5,1 Гкал/ч до 8,6 Гкал/ч в 2017 г. по 1,72 Гкал/ч), 5 вместо 8																		
ПИР и ПСД				2,67													2,67	
Оборуд.					2,21		2,21		2,21		2,21		1,96				10,80	
СМР					0,14	2,85	0,14	2,85	0,14	2,85	0,14	2,85		2,85			14,82	
Прочие						0,07	0,78	0,07	0,78	0,07	0,78	0,07	0,78		0,78		4,19	
Всего				2,67	2,35	2,92	3,13										11,07	
НДС				0,48	0,42	0,53	0,56										1,99	
Смета				3,15	2,77	3,45	3,70										13,06	
Котельная, ул. Баранова, д.11 (4*ДКВР-10-13 - 26 Гкал/ч до 30 Гкал/ч в 2018 г. подходят по 35 т/ч)																		
ПИР и ПСД						10,08											10,08	
Оборуд.							0,55	37,57	0,55	37,57	0,55	37,57	0,55				114,92	
СМР							0,30	54,75	0,30	54,75	0,30	54,75	0,30				165,45	
Прочие								0,15	15,03	0,15	15,03	0,15	15,03	0,15			45,69	
Всего						10,08	0,85	92,47	15,88	92,47	15,88	92,47	15,88	0,15			336,13	
НДС						1,81	0,15	16,64	2,86	16,64	2,86	16,64	2,86	0,03			60,50	
Смета						11,89	1,01	109,11	18,74	109,11	18,74	109,11	18,74	0,18			396,64	
Котельная, ул. Чкалова, 9г (собственная зона действия) (3*ДКВР-10/13 - 17,2 Гкал/ч до 29,2 Гкал/ч в 2016 г. по 2*35 т/ч)																		
ПИР и ПСД			34,72														34,72	
Оборуд.				0,55	65,75		0,55	65,75		0,55							133,16	
СМР				0,30	95,81		0,30	95,81		0,30							192,52	
Прочие					0,15	26,30		0,15	26,30		0,15						53,05	
Всего			34,72	0,85	161,71	26,30	0,85	161,71	26,30	0,85	0,15						413,44	
НДС			6,25	0,15	29,11	4,73	0,15	29,11	4,73	0,15	0,03						74,42	
Смета			40,97	1,01	190,82	31,03	1,01	190,82	31,03	1,01	0,18						487,86	
Котельная, Высоковская водогрейная котельная, ул. Деловая, д.14 (4*КВГМ-30-150 + ДЕ-6,5-14ГМ, 54,6 Гкал/ч до 110 Гкал/ч в 2016 г. по 4*30 Гкал/ч)																		
ПИР и ПСД	19,21																19,21	
Оборуд.		1,98	17,55	1,98	17,55	1,98	17,55	1,98	17,55								78,10	

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
СМР		1,08	25,57	1,08	25,57	1,08	25,57	1,08	25,57								106,59
Прочие			0,54		0,54		0,54		0,54								2,16
Всего	19,21	3,06	43,66	3,06	43,66	3,06	43,66	3,06	43,66								206,07
НДС	3,46	0,55	7,86	0,55	7,86	0,55	7,86	0,55	7,86								37,09
Смета	22,67	3,61	51,51	3,61	51,51	3,61	51,51	3,61	51,51								243,16
Котельная, ул. Конопотская, 5 (5*Энергия-3 + 2*Универсал-6 - 3,75 Гкал/ч до 15 Гкал/ч в 2016 г. по 5*3 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД			3,28														3,28
Оборуд.				0,11	2,44		0,11	2,44		0,11	2,44		0,11	2,44		0,11	10,30
СМР				0,06	3,56		0,06	3,56		0,06	3,56		0,06	3,56		0,06	14,52
Прочие					0,03	0,98		0,03	0,98		0,03	0,98		0,03	0,98		4,02
Всего			3,28	0,16	6,03	0,98	0,16	6,03	0,98	0,16	6,03	0,98	0,16	6,03	0,98	0,16	32,12
НДС			0,59	0,03	1,09	0,18	0,03	1,09	0,18	0,03	1,09	0,18	0,03	1,09	0,18	0,03	5,78
Смета			3,87	0,19	7,11	1,15	0,19	7,11	1,15	0,19	7,11	1,15	0,19	7,11	1,15	0,19	37,90
Котельная, ул. Нижегородская, д.29 (6*КВ-ТС-1 - 3,45 Гкал/ч до 6 Гкал/ч в 2016 г. по 0,86 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД			1,35														1,35
Оборуд.				0,11	0,81	0,11	0,81	0,11	0,81	0,11	0,81	0,11	0,81	0,11	0,81		5,57
СМР				0,81	1,19	0,81	1,19	0,81	1,19	0,81	1,19	0,81	1,19	0,81	1,19		12,00
Прочие					0,03	0,33	0,03	0,33	0,33	0,03	0,33	0,03	0,33	0,03	0,33		1,81
Всего			1,35	0,93	2,03	1,25	2,03	0,96	2,33	0,96	2,33	0,96	2,33	0,96	2,33		20,73
НДС			0,24	0,17	0,37	0,23	0,37	0,17	0,42	0,17	0,42	0,17	0,42	0,17	0,42		3,73
Смета			1,59	1,09	2,40	1,48	2,40	1,13	2,74	1,13	2,74	1,13	2,74	1,13	2,74		24,46
Увеличение мощности котельной по ул. Интернациональная, 95 (2*КВГМ-30 в 2021 г.)																	
ПИР и ПСД						7,02											7,02
Оборуд.							18,68	8,01									26,69
СМР							11,67	27,23									38,89
Прочие									10,68								10,68
Всего						7,02	30,35	35,23	10,68								83,28
НДС						1,26	5,46	6,34	1,92								14,99
Смета						8,28	35,82	41,58	12,60								98,27
Котельная Циолковского, 5", ул. Коперника, д. 1а (3*ДКВР-6,5-13, 35 Гкал/ч с 2022 г.)																	
ПИР и ПСД							10,54										10,54
Оборуд.								13,53	13,53	13,53							40,60
СМР								19,49	19,49	19,49							58,48
Прочие								5,38	5,38	5,38							16,15

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего							10,54	38,41	38,41	38,41							125,77
НДС							1,90	6,91	6,91	6,91							22,64
Смета							12,44	45,32	45,32	45,32							148,41
Котельная Кардиоцентра, ул. Ванеева, д.2096 (3*КВ-Г-6,5-150, 19,5 Гкал/ч с 2016 г. 35 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД				4,21													4,21
Оборуд.				0,43	5,19		0,43	5,19		0,43	5,19						16,86
СМР				0,23	7,56		0,23	7,56		0,23	7,56						23,39
Прочие						0,12	2,08		0,12	2,08		0,12	2,08				6,58
Всего				4,21	0,66	12,87	2,08	0,66	12,87	2,08	0,66	12,87	2,08				51,04
НДС				0,76	0,12	2,32	0,37	0,12	2,32	0,37	0,12	2,32	0,37				9,19
Смета				4,97	0,78	15,19	2,45	0,78	15,19	2,45	0,78	15,19	2,45				60,22
Котельная отдельностоящая Художественный музей, Кремль, корпус 3-а (2*котла, 0,79 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			0,34														0,34
Оборуд.			0,08	0,61		0,08	0,61										1,38
СМР			0,04	0,89		0,04	0,89										1,87
Прочие				0,02	0,24		0,02	0,24									0,53
Всего			0,34	0,12	1,52	0,24	0,12	1,52	0,24								4,11
НДС			0,06	0,02	0,27	0,04	0,02	0,27	0,04								0,74
Смета			0,40	0,14	1,80	0,29	0,14	1,80	0,29								4,85
Котельная, ул. Вольская, д.15а (5*Эн-3, 3,167 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	1,37																1,37
Оборуд.		1,17		1,17		1,17		1,17		1,17							5,87
СМР		1,53		1,53		1,53		1,53		1,53							7,66
Прочие		0,05	0,39	0,05	0,39	0,05	0,39	0,05	0,39	0,05	0,39						2,22
Всего	1,37	2,76	0,39	2,76	0,39	2,76	0,39	2,76	0,39	2,76	0,39						17,13
НДС	0,25	0,50	0,07	0,50	0,07	0,50	0,07	0,50	0,07	0,50	0,07						3,08
Смета	1,62	3,26	0,46	3,26	0,46	3,26	0,46	3,26	0,46	3,26	0,46						20,21
Котельная, ул. Панина, д.196 (3 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			1,85														1,85
Оборуд.				13,10													13,10
СМР				3,93													3,93
Прочие					3,12												3,12
Всего			1,85	17,04	3,12												22,01
НДС			0,33	3,07	0,56												3,96

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Смета			2,19	20,10	3,69												25,98
Котельная ЗАО, "Завод специализированных автомобилей", ул. Июльских дней, д. 1 (3*ДКВР 20/13) 20 Гкал/ч с 2016 г.																	
ПИР и ПСД				2,46													2,46
Оборуд.				5,11	5,11												10,22
СМР				6,84	6,84												13,68
Прочие					0,36	3,56											3,92
Всего				2,46	11,95	12,31	3,56										30,28
НДС				0,44	2,15	2,22	0,64										5,45
Смета				2,90	14,10	14,53	4,20										35,73
Котельная ул. Климовская 86, ул. Климовская, д.86а (2*КВГ-6,5/150 + КВГ 14-150, 25,1 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			3,32														3,32
Оборуд.				3,32		3,32		7,15									13,79
СМР				4,45		4,45		9,58									18,47
Прочие				0,12	1,16	0,12	1,16	0,25	2,49								5,29
Всего			3,32	7,88	1,16	7,88	1,16	16,98	2,49								40,88
НДС			0,60	1,42	0,21	1,42	0,21	3,06	0,45								7,36
Смета			3,92	9,30	1,36	9,30	1,36	20,04	2,94								48,23
Котельная Центр Сорново, ул. Энгельса, д.16 (21 Гкал/ч с 2016 г.), 4*4 на 4*10																	
ПИР и ПСД			24,52														24,52
Оборуд.				12,18		12,18		12,18		12,18							48,71
СМР				17,02		17,02		17,02		17,02							68,09
Прочие				0,22	4,55	0,22	4,55	0,22	4,55	0,22	4,55						19,08
Всего			24,52	29,42	4,55	29,42	4,55	29,42	4,55	29,42	4,55						160,41
НДС			4,41	5,30	0,82	5,30	0,82	5,30	0,82	5,30	0,82						28,87
Смета			28,93	34,71	5,37	34,71	5,37	34,71	5,37	34,71	5,37						189,28
Реконструкция с уменьшением тепловой мощности																	
Котельная, ул. Ижорская, д. 25 (5*котлов - 6,3 Гкал/ч до 2 Гкал/ч в 2018 г. по 3*0,67 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД					0,54												0,54
Оборуд.						0,25	1,55		0,25	1,55		0,25	1,55		0,25	1,55	7,20
СМР						0,14	0,79		0,14	0,79		0,14	0,79		0,14	0,79	3,71
Прочие							0,14	0,79		0,14	0,79		0,14	0,79		0,14	2,92
Всего					0,54	0,39	2,48	0,79	0,39	2,48	0,79	0,39	2,48	0,79	0,39	2,48	14,36
НДС					0,10	0,07	0,45	0,14	0,07	0,45	0,14	0,07	0,45	0,14	0,07	0,45	2,59
Смета					0,64	0,45	2,92	0,93	0,45	2,92	0,93	0,45	2,92	0,93	0,45	2,92	16,95

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная ул. Гагарина, д.60 корпус 22 (11 Гкал/ч, 2017 г.)																	
ПИР и ПСД				2,78													2,78
Оборуд.					0,79	3,26		0,79	3,26		0,79	3,26					12,14
СМР					0,43	4,74		0,43	4,74		0,43	4,74					15,53
Прочие						0,22	1,30		0,22	1,30		0,22					3,25
Всего				2,78	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22					33,70
НДС				0,50	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48					6,07
Смета				3,28	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69					39,77
Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д.36 (12,47 Гкал/ч, с 2017 г. 10 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД				1,86				1,86									3,71
Оборуд.					0,79	3,26			0,79	3,26							8,09
СМР					0,43	4,74			0,43	4,74							10,35
Прочие						0,22	1,30			0,22	1,30						3,04
Всего				1,86	1,22	8,22	1,30	1,86	1,22	8,22	1,30						25,19
НДС				0,33	0,22	1,48	0,23	0,33	0,22	1,48	0,23						4,53
Смета				2,19	1,44	9,69	1,54	2,19	1,44	9,69	1,54						29,73
Котельная, , ул. Родионова, д. 190 (3*ДКВР-6,5-13, 14,4 Гкал/ч с 2015 г. 12 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД		5,90															5,90
Оборуд.			0,25	7,40		0,25	7,40		0,25	7,40							22,95
СМР			0,14	10,78		0,14	10,78		0,14	10,78							32,76
Прочие				0,07	2,96		0,07	2,96		0,07	2,96						9,09
Всего		5,90	0,39	18,25	2,96	0,39	18,25	2,96	0,39	18,25	2,96						70,71
НДС		1,06	0,07	3,29	0,53	0,07	3,29	0,53	0,07	3,29	0,53						12,73
Смета		6,97	0,46	21,54	3,49	0,46	21,54	3,49	0,46	21,54	3,49						83,43
Котельная, пр. Гагарина, д.1786 (2*ДКВР-10/13 + 2*ПТВМ-30М, 60 Гкал/ч с 2018 г.)																	
ПИР и ПСД					9,69												9,69
Оборуд.						0,55	0,55	19,53		19,53							40,16
СМР						0,30	0,30	26,65		26,65							53,90
Прочие						0,15	0,15	0,54	7,02	0,54	7,02						15,42
Всего					9,69	1,00	1,00	46,71	7,02	46,71	7,02						119,16
НДС					1,74	0,18	0,18	8,41	1,26	8,41	1,26						21,45
Смета					11,43	1,18	1,18	55,12	8,28	55,12	8,28						140,61
Котельная, ул. Безрукова, д.5а (8,85 Гкал/ч, с 2016 г. 1 Гкал/ч)																	
ПИР и ПСД				2,37													2,37

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Оборуд.					16,93												16,93
СМР					5,21												5,21
Прочие					0,15	3,91											4,06
Всего				2,37	22,30	3,91											28,57
НДС				0,43	4,01	0,70											5,14
Смета				2,79	26,31	4,61											33,71

В таблице 28 приведены финансовые потребности в реконструкцию котельных путем замены оборудования установками-аналогами или развития мощностей котельной для рационального варианта схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода

Таблица 28 - Финансовые потребности в реконструкцию котельных путем замены оборудования установками-аналогами или развития мощностей котельной для рационального варианта схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода (в ценах 2012 г.), млн. руб.

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная 9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6 (4*ДКВР-10-13, с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				12,17													12,17
Оборуд.					11,94		11,94		11,94		11,94						47,75
СМР					16,89		16,89		16,89		16,89						67,57
Прочие					0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55					18,82
Всего				12,17	28,98	4,55	28,98	4,55	28,98	4,55	28,98	4,55					146,32
НДС				2,19	5,22	0,82	5,22	0,82	5,22	0,82	5,22	0,82					26,34
Смета				14,36	34,20	5,37	34,20	5,37	34,20	5,37	34,20	5,37					172,65
Котельная 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6б (4*ТВГ-8М, 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				10,10													10,10
Оборуд.					9,91		9,91		9,91		9,91						39,63
СМР					14,02		14,02		14,02		14,02						56,08
Прочие					0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78					15,62
Всего				10,10	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78					121,44

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС				1,82	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68					21,86
Смета				11,92	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46					143,30
Котельная отдельностоящая 7 МР Сорново №2, ул. Гаугеля, д.25 (4*ТВГ-8М, 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				10,10													10,10
Оборуд.					9,91		9,91		9,91		9,91						39,63
СМР					14,02		14,02		14,02		14,02						56,08
Прочие					0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78					15,62
Всего				10,10	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78					121,44
НДС				1,82	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68					21,86
Смета				11,92	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46					143,30
Котельная в/ч 40636, ул. Свободы, д.95 (3*0,35 Гкал/ч, 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,10														0,10
Оборуд.				0,13		0,13		0,13									0,40
СМР				0,22		0,22		0,22									0,67
Прочие				0,01	0,04	0,01	0,04	0,01	0,04								0,18
Всего			0,10	0,37	0,04	0,37	0,04	0,37	0,04								1,34
НДС			0,02	0,07	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01								0,24
Смета			0,12	0,44	0,05	0,44	0,05	0,44	0,05								1,59
Котельная отдельностоящая, ул. Гоголя, д.9д (3*котла по 0,39 Гкал/ч, с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,29														0,29
Оборуд.				0,08	0,93		0,08	0,93		0,08	0,93						3,03
СМР				0,04	0,47		0,04	0,47		0,04	0,47						1,54
Прочие					0,02	0,13		0,02	0,13		0,02	0,13					0,45
Всего			0,29	0,12	1,42	0,13	0,12	1,42	0,13	0,12	1,42	0,13					5,31
НДС			0,05	0,02	0,26	0,02	0,02	0,26	0,02	0,02	0,26	0,02					0,96
Смета			0,34	0,14	1,68	0,15	0,14	1,68	0,15	0,14	1,68	0,15					6,27
Котельная отдельностоящая, ул.Донецкая, д.9в (5*котлов по 2,46 Гкал/ч, с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	2,85																2,85
Оборуд.		0,49	2,00		0,49	2,00		0,49	2,00		0,49	2,00		0,49	2,00		12,45
СМР		0,27	2,92		0,27	2,92		0,27	2,92		0,27	2,92		0,27	2,92		15,92

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Прочие			0,13	0,80		0,13	0,80		0,13	0,80		0,13	0,80		0,13	0,80	4,67
Всего	2,85	0,75	5,05	0,80	0,75	5,05	0,80	0,75	5,05	0,80	0,75	5,05	0,80	0,75	5,05	0,80	35,88
НДС	0,51	0,14	0,91	0,14	0,14	0,91	0,14	0,14	0,91	0,14	0,14	0,91	0,14	0,14	0,91	0,14	6,46
Смета	3,37	0,89	5,96	0,95	0,89	5,96	0,95	0,89	5,96	0,95	0,89	5,96	0,95	0,89	5,96	0,95	42,34
Котельная ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д.26а (5*котлов по 2,2 Гкал/ч, с 2018 г.)																	
ПИР и ПСД						0,51											0,51
Оборуд.							0,09	0,36		0,09	0,36		0,09	0,36		0,09	1,42
СМР							0,05	0,52		0,05	0,52		0,05	0,52		0,05	1,76
Прочие								0,02	0,14		0,02	0,14		0,02	0,14		0,50
Всего						0,51	0,13	0,90	0,14	0,13	0,90	0,14	0,13	0,90	0,14	0,13	4,19
НДС						0,09	0,02	0,16	0,03	0,02	0,16	0,03	0,02	0,16	0,03	0,02	0,75
Смета						0,60	0,16	1,07	0,17	0,16	1,07	0,17	0,16	1,07	0,17	0,16	4,94
Котельная отдельностоящая школа №90, пер. Общественный, д.6а (4*КЧМ-5 по 0,08 Гкал/ч, с 2012 г.)																	
ПИР и ПСД	0,09																0,09
Оборуд.	0,13		0,13		0,13		0,13										0,53
СМР	0,22		0,22		0,22		0,22										0,89
Прочие	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03									0,16
Всего	0,46	0,03	0,37	0,03	0,37	0,03	0,37	0,03									1,68
НДС	0,08	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01									0,30
Смета	0,54	0,04	0,43	0,04	0,43	0,04	0,43	0,04									1,98
Котельная депо №2, ул. Сорновское шоссе, д.1б (3*котла по 0,33 Гкал/ч с 2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,23												0,23
Оборуд.						0,33		0,33		0,33							1,00
СМР						0,43		0,43		0,43							1,28
Прочие						0,02	0,11	0,02	0,11	0,02	0,11						0,38
Всего					0,23	0,78	0,11	0,78	0,11	0,78	0,11						2,89
НДС					0,04	0,14	0,02	0,14	0,02	0,14	0,02						0,52
Смета					0,27	0,92	0,13	0,92	0,13	0,92	0,13						3,41
Котельная РЭБ Флота отдельностоящая, ул. Правдинская, д.27 (3*Чакс-1-1,74, 4,5 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,35														0,35
Оборуд.				1,52													1,52

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
СМР				1,94													1,94
Прочие				0,08	0,49												0,57
Всего			0,35	3,54	0,49												4,38
НДС			0,06	0,64	0,09												0,79
Смета			0,41	4,18	0,58												5,16
Котельная "Ипподром", ул. Ленина, д.51, корп.10 (2*ДКВР-10/13 + ДКВР-6,5/13, 17,2 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	8,05																8,05
Оборуд.		11,94		11,94		7,65											31,53
СМР		0,30	16,59		16,59	0,14	10,78										44,41
Прочие			0,15	4,55	0,15	4,55	0,07	2,96									12,44
Всего	8,05	12,24	16,74	16,49	16,74	12,34	10,85	2,96									96,43
НДС	1,45	2,20	3,01	2,97	3,01	2,22	1,95	0,53									17,36
Смета	9,50	14,44	19,76	19,46	19,76	14,56	12,81	3,49									113,78
Котельная «Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А (2*КВГМ180-150, 360 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			121,67														121,67
Оборуд.				237,80		237,80											475,59
СМР				5,31	332,33	5,31	332,33										675,26
Прочие					2,65	91,23	2,65	91,23									187,76
Всего			121,67	243,10	334,98	334,33	334,98	91,23									1460,28
НДС			21,90	43,76	60,30	60,18	60,30	16,42									262,85
Смета			143,57	286,86	395,28	394,51	395,28	107,65									1723,13
Котельная отдельностоящая ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д.9д (6*КВ-ТС-1, 4,8 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	1,11																1,11
Оборуд.		0,32	1,30		0,32	1,30		0,32	1,30								4,86
СМР		0,17	1,90		0,17	1,90		0,17	1,90								6,21
Прочие			0,09	0,52		0,09	0,52		0,09	0,52							1,82
Всего	1,11	0,49	3,29	0,52	0,49	3,29	0,52	0,49	3,29	0,52							14,00
НДС	0,20	0,09	0,59	0,09	0,09	0,59	0,09	0,09	0,59	0,09							2,52
Смета	1,31	0,58	3,88	0,61	0,58	3,88	0,61	0,58	3,88	0,61							16,52
Котельная отдельностоящая НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д.22е (3*КВ-ТС-1 +2*Унив-5, 3,36 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,78													0,78

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Оборуд.					0,13	1,36		0,13	1,36		0,13	1,36		0,13	1,36		5,96
СМР					0,07	0,80		0,07	0,80		0,07	0,80		0,07	0,80		3,48
Прочие						0,04	0,22		0,04	0,22		0,04	0,22		0,04	0,22	1,02
Всего				0,78	0,21	2,19	0,22	0,21	2,19	0,22	0,21	2,19	0,22	0,21	2,19	0,22	11,24
НДС				0,14	0,04	0,39	0,04	0,04	0,39	0,04	0,04	0,39	0,04	0,04	0,39	0,04	2,02
Смета				0,92	0,24	2,58	0,26	0,24	2,58	0,26	0,24	2,58	0,26	0,24	2,58	0,26	13,26
Котельная крышная, ул. Ульянова, д.47 (9*котлов, 0,62 Гкал/ч с 2020 г.)																	
ПИР и ПСД								0,18									0,18
Оборуд.									0,10	0,14		0,10	0,14		0,10	0,14	0,71
СМР									0,05	0,34		0,05	0,34		0,05	0,34	1,18
Прочие										0,03	0,08		0,03	0,08		0,03	0,23
Всего								0,18	0,15	0,51	0,08	0,15	0,51	0,08	0,15	0,51	2,30
НДС								0,03	0,03	0,09	0,01	0,03	0,09	0,01	0,03	0,09	0,41
Смета								0,21	0,17	0,60	0,09	0,17	0,60	0,09	0,17	0,60	2,72
Котельная пристроенная, ул. Воровского, д.3 (2*котла, 2,06 Гкал/ч с 2025 г.)																	
ПИР и ПСД													0,48				0,48
Оборуд.														0,20	0,84		1,04
СМР														0,11	1,22		1,33
Прочие															0,06	0,34	0,39
Всего														0,48	0,31	2,12	3,24
НДС														0,09	0,06	0,38	0,58
Смета														0,56	0,37	2,50	3,83
Котельная, наб. В.Волжская, д.18 (4*котла, 3 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД		0,70															0,70
Оборуд.			0,15	0,61		0,15	0,61		0,15	0,61		0,15	0,61				3,04
СМР			0,08	0,89		0,08	0,89		0,08	0,89		0,08	0,89				3,88
Прочие				0,04	0,24		0,04	0,24		0,04	0,24		0,04	0,24			1,14
Всего		0,70	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24			8,75
НДС		0,13	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04			1,58
Смета		0,82	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29			10,33
Котельная, ул. Нестерова, д.5 (3*котла, 2 Гкал/ч с 2023 г.)																	
ПИР и ПСД										0,46							0,46

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПСД																	
Оборуд.											0,13	0,54		0,13	0,54		1,35
СМР											0,07	0,79		0,07	0,79		1,73
Прочие												0,04	0,22		0,04	0,22	0,51
Всего										0,46	0,20	1,37	0,22	0,20	1,37	0,22	4,04
НДС										0,08	0,04	0,25	0,04	0,04	0,25	0,04	0,73
Смета										0,55	0,24	1,62	0,26	0,24	1,62	0,26	4,77
Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д.28 (4*котла, 3 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД		0,70															0,70
Оборуд.			0,15	0,61		0,15	0,61		0,15	0,61		0,15	0,61				3,04
СМР			0,08	0,89		0,08	0,89		0,08	0,89		0,08	0,89				3,88
Прочие				0,04	0,24		0,04	0,24		0,04	0,24		0,04	0,24			1,14
Всего		0,70	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24	0,23	1,54	0,24			8,75
НДС		0,13	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04	0,04	0,28	0,04			1,58
Смета		0,82	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29	0,27	1,82	0,29			10,33
Котельная БОК, ул. Ковалихинская, д.58 (3*котла, 1,5 Гкал/ч с 2017 г.)																	
ПИР и ПСД				0,35													0,35
Оборуд.					0,10	0,41		0,10	0,41		0,10	0,41					1,52
СМР					0,05	0,59		0,05	0,59		0,05	0,59					1,94
Прочие						0,03	0,16		0,03	0,16		0,03	0,16				0,57
Всего				0,35	0,15	1,03	0,16	0,15	1,03	0,16	0,15	1,03	0,16				4,38
НДС				0,06	0,03	0,18	0,03	0,03	0,18	0,03	0,03	0,18	0,03				0,79
Смета				0,41	0,18	1,21	0,19	0,18	1,21	0,19	0,18	1,21	0,19				5,16
Котельная, школа №151, ул. Панина, д.106 (3*КВГМ-1,16-115М, 3 Гкал/ч с 2027 г.)																	
ПИР и ПСД															0,70		0,70
Оборуд.																0,20	0,20
СМР																0,11	0,11
Прочие																	0,00
Всего															0,70	0,31	1,00
НДС															0,13	0,06	0,18
Смета															0,82	0,36	1,18
Котельная Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д.8в (2*Энергия-3 + 2 КВ-ТС-1, 3,68 Гкал/ч с 2016 г.)																	

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПИР и ПСД				0,85													0,85
Оборуд.					0,18	0,75		0,18	0,75		0,18	0,75		0,18	0,75		3,72
СМР					0,10	1,09		0,10	1,09		0,10	1,09		0,10	1,09		4,76
Прочие						0,05	0,30		0,05	0,30		0,05	0,30		0,05	0,30	1,40
Всего				0,85	0,28	1,89	0,30	0,28	1,89	0,30	0,28	1,89	0,30	0,28	1,89	0,30	10,74
НДС				0,15	0,05	0,34	0,05	0,05	0,34	0,05	0,05	0,34	0,05	0,05	0,34	0,05	1,93
Смета				1,01	0,33	2,23	0,35	0,33	2,23	0,35	0,33	2,23	0,35	0,33	2,23	0,35	12,67
Котельная Центра Юннатов, ул. Овражная (2*котла, 0,03 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,02													0,02
Оборуд.					0,01	0,02		0,01	0,02								0,07
СМР					0,01	0,05		0,01	0,05								0,11
Прочие						0,00	0,01		0,00	0,01							0,03
Всего				0,02	0,02	0,07	0,01	0,02	0,07	0,01							0,23
НДС				0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00							0,04
Смета				0,02	0,03	0,09	0,01	0,03	0,09	0,01							0,27
Котельная, ул. Республиканская, д.22 (4*котла, 0,6 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,17													0,17
Оборуд.					0,07	0,10		0,07	0,10		0,07	0,10		0,07	0,10		0,68
СМР					0,04	0,25		0,04	0,25		0,04	0,25		0,04	0,25		1,14
Прочие						0,02	0,25		0,02	0,25		0,02	0,25		0,02	0,25	1,07
Всего				0,17	0,11	0,37	0,25	0,11	0,37	0,25	0,11	0,37	0,25	0,11	0,37	0,25	3,07
НДС				0,03	0,02	0,07	0,04	0,02	0,07	0,04	0,02	0,07	0,04	0,02	0,07	0,04	0,55
Смета				0,21	0,13	0,43	0,29	0,13	0,43	0,29	0,13	0,43	0,29	0,13	0,43	0,29	3,62
Котельная, мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д.9 (4*8, 2017 г.)																	
ПИР и ПСД				10,10													10,10
Оборуд.					9,91		9,91		9,91		9,91						39,63
СМР					14,02		14,02		14,02		14,02						56,08
Прочие					0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78					15,62
Всего				10,10	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78					121,44
НДС				1,82	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68					21,86
Смета				11,92	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46					143,30

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д.Б.Константиново, ул. Борисова, д.40 (на газ с 2016 г., 0,4 МВт)																	
ПИР и ПСД				0,37													0,37
Оборуд.					2,62												2,62
СМР					0,79												0,79
Прочие					0,62												0,62
Всего				0,37	4,03												4,40
НДС				0,07	0,73												0,79
Смета				0,44	4,76												5,20
Котельная медсклад, ул. Ларина, д.14 на газ с 2016 г., 0,2 МВт																	
ПИР и ПСД				0,19													0,19
Оборуд.					1,31												1,31
СМР					0,39												0,39
Прочие					0,31												0,31
Всего				0,19	2,02												2,20
НДС				0,03	0,36												0,40
Смета				0,22	2,38												2,60
Котельная, ул. Белинского, д. 32 (2*котла, 0,7 Гкал/ч с 2017 г.)																	
ПИР и ПСД				0,16													0,16
Оборуд.					0,07	0,28		0,07	0,28								0,71
СМР					0,04	0,42		0,04	0,42								0,91
Прочие						0,02	0,11		0,02	0,11							0,27
Всего				0,16	0,11	0,72	0,11	0,11	0,72	0,11							2,04
НДС				0,03	0,02	0,13	0,02	0,02	0,13	0,02							0,37
Смета				0,19	0,13	0,85	0,13	0,13	0,85	0,13							2,41
Котельная, ул. Минина, д. 43а (2*КСВа-1,25, 2,15 Гкал/ч, 2024 г.)																	
ПИР и ПСД											0,50						0,50
Оборуд.												0,21	0,88		0,21	0,88	2,18
СМР												0,12	1,28		0,12	1,28	2,78
Прочие													0,06	0,35		0,06	0,47
Всего											0,50	0,33	2,21	0,35	0,33	2,21	5,92
НДС											0,09	0,06	0,40	0,06	0,06	0,40	1,07

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Смета											0,59	0,39	2,61	0,41	0,39	2,61	6,99
Котельная крышная, ул. Пожарского, д. 5 (2*котла, 1,72 Гкал/ч, 2025 г.)																	
ПИР и ПСД												0,40					0,40
Оборуд.													0,17	0,70		0,17	1,04
СМР													0,09	1,02		0,09	1,21
Прочие														0,05	0,28		0,33
Всего												0,40	0,26	1,77	0,28	0,26	2,97
НДС												0,07	0,05	0,32	0,05	0,05	0,53
Смета												0,47	0,31	2,08	0,33	0,31	3,51
Котельная (крышная), ул. Варварская, д. 40а (3*котла, 1,46 Гкал/ч, 2026 г.)																	
ПИР и ПСД													0,34				0,34
Оборуд.														0,10	0,40		0,49
СМР														0,05	0,58		0,63
Прочие															0,03	0,16	0,18
Всего													0,34	0,15	1,00	0,16	1,65
НДС														0,06	0,03	0,18	0,30
Смета													0,40	0,18	1,18	0,19	1,94
Котельная крышная, ул. Варварская, д.7 (5*котлов, 2,5 Гкал/ч, 2025 г.)																	
ПИР и ПСД												0,58					0,58
Оборуд.													0,10	0,41		0,10	0,60
СМР													0,05	0,59		0,05	0,70
Прочие														0,03	0,16		0,19
Всего												0,58	0,15	1,03	0,16	0,15	2,08
НДС												0,10	0,03	0,18	0,03	0,03	0,37
Смета												0,68	0,18	1,21	0,19	0,18	2,45
Котельная, ул. Володарского, д.40 (3*котла, 1,5 Гкал/ч, 2026 г.)																	
ПИР и ПСД													0,35				0,35
Оборуд.														0,10	0,41		0,51
СМР														0,05	0,59		0,65
Прочие															0,03	0,16	0,19
Всего													0,35	0,15	1,03	0,16	1,69

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС													0,06	0,03	0,18	0,03	0,30
Смета													0,41	0,18	1,21	0,19	1,99
Котельная, ул. Белинского, д.58/60 (3*котла, 1,2 Гкал/ч, 2020 г.)																	
ПИР и ПСД							0,28										0,28
Оборуд.								0,08	0,33		0,08	0,33		0,08	0,33		1,21
СМР								0,04	0,47		0,04	0,47		0,04	0,47		1,55
Прочие									0,02	0,13		0,02	0,13		0,02	0,13	0,46
Всего							0,28	0,12	0,82	0,13	0,12	0,82	0,13	0,12	0,82	0,13	3,50
НДС							0,05	0,02	0,15	0,02	0,02	0,15	0,02	0,02	0,15	0,02	0,63
Смета							0,33	0,14	0,97	0,15	0,14	0,97	0,15	0,14	0,97	0,15	4,13
Котельная ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6 (4*Унив-6, 1,4 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,41														0,41
Оборуд.				0,16	0,24		0,16	0,24		0,16	0,24		0,16	0,24			1,60
СМР				0,09	0,58		0,09	0,58		0,09	0,58		0,09	0,58			2,67
Прочие					0,04	0,13		0,04	0,13		0,04	0,13		0,04	0,13		0,71
Всего			0,41	0,25	0,86	0,13	0,25	0,86	0,13	0,25	0,86	0,13	0,25	0,86	0,13		5,38
НДС			0,07	0,04	0,15	0,02	0,04	0,15	0,02	0,04	0,15	0,02	0,04	0,15	0,02		0,97
Смета			0,48	0,29	1,01	0,16	0,29	1,01	0,16	0,29	1,01	0,16	0,29	1,01	0,16		6,35
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/1 (3*котла, 1,24 с 2022 г.)																	
ПИР и ПСД										0,05							0,05
Оборуд.											0,19	0,28		0,19	0,28		0,94
СМР											0,10	0,68		0,10	0,68		1,58
Прочие												0,05	0,16		0,05	0,16	0,42
Всего										0,05	0,29	1,02	0,16	0,29	1,02	0,16	2,99
НДС										0,01	0,05	0,18	0,03	0,05	0,18	0,03	0,54
Смета										0,06	0,35	1,20	0,19	0,35	1,20	0,19	3,52
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/2 (3*котла, 1,21 с 2022 г.)																	
ПИР и ПСД										0,36							0,36
Оборуд.											0,19	0,28		0,19	0,28		0,94
СМР											0,10	0,68		0,10	0,68		1,58
Прочие												0,05	0,16		0,05	0,16	0,42

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего										0,36	0,29	1,02	0,16	0,29	1,02	0,16	3,30
НДС										0,07	0,05	0,18	0,03	0,05	0,18	0,03	0,59
Смета										0,43	0,35	1,20	0,19	0,35	1,20	0,19	3,89
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/3 (3*котла, 1,17 с 2022 г.)																	
ПИР и ПСД										0,36							0,36
Оборуд.											0,19	0,28		0,19	0,28		0,94
СМР											0,10	0,68		0,10	0,68		1,58
Прочие												0,05	0,16		0,05	0,16	0,42
Всего										0,36	0,29	1,02	0,16	0,29	1,02	0,16	3,30
НДС										0,07	0,05	0,18	0,03	0,05	0,18	0,03	0,59
Смета										0,43	0,35	1,20	0,19	0,35	1,20	0,19	3,89
Котельная, пос. Ляхово (6*котлов, 4,48 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				1,04													1,04
Оборуд.					0,76		0,76		0,76		0,76		0,76		0,76		4,53
СМР					0,97		0,97		0,97		0,97		0,97		0,97		5,80
Прочие					0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	2,92
Всего				1,04	1,96	0,24	1,96	0,24	1,96	0,24	1,96	0,24	1,96	0,24	1,96	0,24	14,29
НДС				0,19	0,35	0,04	0,35	0,04	0,35	0,04	0,35	0,04	0,35	0,04	0,35	0,04	2,57
Смета				1,23	2,32	0,29	2,32	0,29	2,32	0,29	2,32	0,29	2,32	0,29	2,32	0,29	16,86
Котельная, ул. Ларина, д.19 (3*ДЕ-25/14, 34 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			37,32														37,32
Оборуд.				48,02		48,02		48,02									144,07
СМР				69,01		69,01		69,01									207,03
Прочие				0,29	18,79	0,29	18,79	0,29	18,79								57,22
Всего			37,32	117,32	18,79	117,32	18,79	117,32	18,79								445,65
НДС			6,72	21,12	3,38	21,12	3,38	21,12	3,38								80,22
Смета			44,04	138,44	22,17	138,44	22,17	138,44	22,17								525,86
Котельная "Квартал Д", пр. Ленина, 5а (3*ДКВР-6,5-13 + ТВГ-8М, 20,6 Гкал/ч с 2015 г. с 2014 г.)																	
ПИР и ПСД		8,43															8,43
Оборуд.			7,65		7,65		7,65		9,91								32,86
СМР			10,92		10,92		10,92		14,02								46,78

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Прочие			0,07	2,96	0,07	2,96	0,07	2,96	0,12	3,78							12,99
Всего		8,43	18,64	2,96	18,64	2,96	18,64	2,96	24,05	3,78							101,07
НДС		1,52	3,36	0,53	3,36	0,53	3,36	0,53	4,33	0,68							18,19
Смета		9,95	21,99	3,49	21,99	3,49	21,99	3,49	28,38	4,46							119,26
Котельная, ул. Памирская, 11 (ПТВМ-50, консер + 4*ДЕ-16/14, 1-консер, 52 Гкал/ч с 2014 г.)																	
ПИР и ПСД	21,86																21,86
Оборуд.		19,10		19,10		19,10		29,73									87,04
СМР		0,48	26,55	0,48	26,55	0,48	26,55	1,80	38,52								121,40
Прочие			0,24	7,29	0,24	7,29	0,24	7,29	0,90	10,57							34,06
Всего	21,86	19,58	26,79	26,87	26,79	26,87	26,79	38,82	39,42	10,57							264,35
НДС	3,93	3,52	4,82	4,84	4,82	4,84	4,82	6,99	7,10	1,90							47,58
Смета	25,79	23,11	31,61	31,71	31,61	31,71	31,61	45,81	46,51	12,48							311,93
Котельная ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д.19 (3*КВГМ-20, 38,34 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД		7,38															7,38
Оборуд.			10,22		10,22		10,22										30,65
СМР			0,72	12,96	0,72	12,96	0,72	12,96									41,05
Прочие				0,36	3,56	0,36	3,56	0,36									8,20
Всего		7,38	10,94	13,32	14,49	13,32	14,49	13,32									87,28
НДС		1,33	1,97	2,40	2,61	2,40	2,61	2,40									15,71
Смета		8,70	12,90	15,72	17,10	15,72	17,10	15,72									102,98
Котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б (4*КВГМ-30 + 5*ДКВР-6,5-13, 141 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			19,17													9,84	29,01
Оборуд.				1,98	17,55		1,98	17,55		1,98	17,55		1,98	17,55			78,10
СМР				1,08	25,57		1,08	25,57		1,08	25,57		1,08	25,57			106,59
Прочие					0,54	7,02		0,54	7,02		0,54	7,02		0,54	7,02		30,23
Всего			19,17	3,06	43,66	7,02	3,06	43,66	7,02	3,06	43,66	7,02	3,06	43,66	7,02	9,84	243,94
НДС			3,45	0,55	7,86	1,26	0,55	7,86	1,26	0,55	7,86	1,26	0,55	7,86	1,26	1,77	43,91
Смета			22,62	3,61	51,51	8,28	3,61	51,51	8,28	3,61	51,51	8,28	3,61	51,51	8,28	11,61	287,85
Котельная, пр. Гагарина, д. 174 (4*КВГМ-20 + 3*ДКВР-10/13, 83,3 Гкал/ч с 2014 г.)																	
ПИР и ПСД		18,96															18,96
Оборуд.			11,94		11,94		11,94		10,22		10,22		10,22		10,22		76,68

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
СМР			16,89		16,89		16,89		13,68		13,68		13,68		13,68		105,41
Прочие			0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55	0,36	3,56	0,36	3,56	0,36	3,56	0,36	3,56	29,79
Всего		18,96	28,98	4,55	28,98	4,55	28,98	4,55	24,26	3,56	24,26	3,56	24,26	3,56	24,26	3,56	230,85
НДС		3,41	5,22	0,82	5,22	0,82	5,22	0,82	4,37	0,64	4,37	0,64	4,37	0,64	4,37	0,64	41,55
Смета		22,38	34,20	5,37	34,20	5,37	34,20	5,37	28,63	4,20	28,63	4,20	28,63	4,20	28,63	4,20	272,40
Котельная, ул. Пугачева, д.2 (3*КВ-Г-6,5-150, 21,8 Гкал/ч с 2014 г.)																	
ПИР и ПСД		6,63															6,63
Оборуд.			2,11		2,11		2,11										6,34
СМР			12,26		12,26		12,26										36,77
Прочие			0,04	3,34	0,04	3,34	0,04	3,34									10,15
Всего		6,63	14,41	3,34	14,41	3,34	14,41	3,34									59,89
НДС		1,19	2,59	0,60	2,59	0,60	2,59	0,60									10,78
Смета		7,82	17,01	3,94	17,01	3,94	17,01	3,94									70,67
Котельная, ул. Металлистов, 4б (7*котлов, 2,21 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,76													0,76
Оборуд.					0,47		0,47		0,47		0,47		0,47		0,94		3,30
СМР					0,60		0,60		0,60		0,60		0,60		1,21		4,22
Прочие					0,03	0,15	0,03	0,15	0,03	0,15	0,03	0,15	0,03	0,15	0,05	0,30	1,24
Всего				0,76	1,10	0,15	1,10	0,15	1,10	0,15	1,10	0,15	1,10	0,15	2,20	0,30	9,51
НДС				0,14	0,20	0,03	0,20	0,03	0,20	0,03	0,20	0,03	0,20	0,03	0,40	0,05	1,71
Смета				0,89	1,30	0,18	1,30	0,18	1,30	0,18	1,30	0,18	1,30	0,18	2,59	0,36	11,22
Котельная, ул. Красных Зорь, д.4а (9*ВТКО, 12,9 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	2,99																2,99
Оборуд.		2,90		2,90		2,90		2,90		1,45							13,05
СМР		3,71		3,71		3,71		3,71		1,85							16,69
Прочие		0,15	0,93	0,15	0,93	0,15	0,93	0,15	0,93	0,62							4,97
Всего	2,99	6,76	0,93	6,76	0,93	6,76	0,93	6,76	0,93	3,93							37,71
НДС	0,54	1,22	0,17	1,22	0,17	1,22	0,17	1,22	0,17	0,71							6,79
Смета	3,53	7,98	1,10	7,98	1,10	7,98	1,10	7,98	1,10	4,63							44,50
Котельная, ул. Гастелло, д.1а (11*ВТКО, 12 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	2,78																2,78

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Оборуд.		2,21		2,21		2,21		2,21		2,21		1,10					12,14
СМР		2,82		2,82		2,82		2,82		2,82		1,41					15,53
Прочие		0,12	0,71	0,12	0,71	0,12	0,71	0,12	0,71	0,12	0,71	0,06	0,36				4,55
Всего	2,78	5,15	0,71	5,15	0,71	5,15	0,71	5,15	0,71	5,15	0,71	2,57	0,36				35,01
НДС	0,50	0,93	0,13	0,93	0,13	0,93	0,13	0,93	0,13	0,93	0,13	0,46	0,06				6,30
Смета	3,28	6,08	0,84	6,08	0,84	6,08	0,84	6,08	0,84	6,08	0,84	3,04	0,42				41,31
Котельная, ул. Ивана Романова, д.3а (4*Эн-3 +КВ-ТС-1 + 4*Унив-6, 3,89 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	1,28																1,28
Оборуд.		1,25		1,25		1,25		1,25		0,62							5,61
СМР		1,59		1,59		1,59		1,59		0,80							7,17
Прочие		0,07	0,40	0,07	0,40	0,07	0,40	0,07	0,40	0,03	0,20						2,10
Всего	1,28	2,91	0,40	2,91	0,40	2,91	0,40	2,91	0,40	1,45	0,20						16,16
НДС	0,23	0,52	0,07	0,52	0,07	0,52	0,07	0,52	0,07	0,26	0,04						2,91
Смета	1,52	3,43	0,47	3,43	0,47	3,43	0,47	3,43	0,47	1,71	0,24						19,07
Котельная кв. "Ржавка", ул. Комарова, д.14Б (8*КВ-ТС-1, 3,026 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД		1,48															1,48
Оборуд.			1,62		1,62		1,62		1,62								6,48
СМР			0,17	1,90	0,17	1,90	0,17	1,90	0,17	1,90							8,28
Прочие				0,09	0,52	0,09	0,52	0,09	0,52	0,09							1,91
Всего		1,48	1,79	1,98	2,31	1,98	2,31	1,98	2,31	1,98							18,15
НДС		0,27	0,32	0,36	0,42	0,36	0,42	0,36	0,42	0,36							3,27
Смета		1,75	2,11	2,34	2,73	2,34	2,73	2,34	2,73	2,34							21,42
Котельная, ул. Премудрова, д.12а (5*ДКВР-10/13, 34,5 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД			15,22														15,22
Оборуд.				11,94		11,94		11,94		11,94		11,94					59,69
СМР				0,30	16,59	0,30	16,59	0,30	16,59	0,30	16,59	0,30	16,59				84,46
Прочие					0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55	0,15	4,55			23,53
Всего			15,22	12,24	16,74	16,79	16,74	16,79	16,74	16,79	16,74	16,79	16,74	4,55			182,89
НДС			2,74	2,20	3,01	3,02	3,01	3,02	3,01	3,02	3,01	3,02	3,01	0,82			32,92
Смета			17,95	14,44	19,76	19,82	19,76	19,82	19,76	19,82	19,76	19,82	19,76	5,37			215,82
Котельная, пр. Гагарина, д.156 (4,5 Гкал/ч, 2013 г.) 8*0,75 на 4*1																	
ПИР и ПСД	1,82																1,82

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
ПСД																		
Оборуд.		0,96		0,96		0,96		0,96		0,96		0,96		0,96		0,96	7,70	
СМР		1,27		1,27		1,27		1,27		1,27		1,27		1,27		1,27	10,14	
Прочие		0,04	0,33	0,04	0,33	0,04	0,33	0,04	0,33	0,04	0,33	0,04	0,33	0,04	0,33	0,37	2,93	
Всего	1,82	2,27	0,33	2,27	0,33	2,27	0,33	2,27	0,33	2,27	0,33	2,27	0,33	2,27	0,33	2,60	22,58	
НДС	0,33	0,41	0,06	0,41	0,06	0,41	0,06	0,41	0,06	0,41	0,06	0,41	0,06	0,41	0,06	0,47	4,06	
Смета	2,15	2,68	0,38	2,68	0,38	2,68	0,38	2,68	0,38	2,68	0,38	2,68	0,38	2,68	0,38	3,06	26,65	
Котельная ул. Радистов, д.24 (7,99 Гкал/ч, 2013 г.)																		
ПИР и ПСД	1,86																1,86	
Оборуд.		0,79	3,26		0,79	3,26											8,09	
СМР		0,43	4,74		0,43	4,74											10,35	
Прочие			0,22	1,30		0,22	1,30										3,04	
Всего	1,86	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30										23,34	
НДС	0,33	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23										4,20	
Смета	2,19	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54										27,54	
Котельная ул. Терешковой, д.7 (14,5 Гкал/ч, 2019 г.)																		
ПИР и ПСД							3,71										3,71	
Оборуд.								0,79	3,26		0,79	3,26		0,79	3,26		12,14	
СМР								0,43	4,74		0,43	4,74		0,43	4,74		15,53	
Прочие									0,22	1,30		0,22	1,30		0,22	1,30	4,55	
Всего							3,71	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	35,94	
НДС								0,67	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	6,47
Смета							4,38	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	42,40	
Котельная МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д.15 (16,14 Гкал/ч, 2019 г.)																		
ПИР и ПСД							3,71										3,71	
Оборуд.								0,79	3,26		0,79	3,26		0,79	3,26		12,14	
СМР								0,43	4,74		0,43	4,74		0,43	4,74		15,53	
Прочие									0,22	1,30		0,22	1,30		0,22	1,30	4,55	
Всего							3,71	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	35,94	
НДС								0,67	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	6,47
Смета							4,38	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	42,40	
Котельная Медицинская Академия, пр. Гагарина, 70-а (2*ДКВР-10), с 2019 г.																		

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ПИР и ПСД							4,64										4,64
Оборуд.								1,98	8,14		1,98	8,14					20,24
СМР								1,08	11,86		1,08	11,86					25,88
Прочие									0,54	3,26		0,54	3,26				7,59
Всего							4,64	3,06	20,54	3,26	3,06	20,54	3,26				58,35
НДС							0,83	0,55	3,70	0,59	0,55	3,70	0,59				10,50
Смета							5,47	3,61	24,24	3,84	3,61	24,24	3,84				68,85
Котельная отдельностоящая (БМК), ул. Римского-Корсакова, 50 (3*котла, 5,18 Гкал/ч с 2019 г.)																	
ПИР и ПСД							1,67										1,67
Оборуд.								2,43		2,43		2,43					7,29
СМР								3,11		3,11		3,11					9,32
Прочие								0,13	0,78	0,13	0,78	0,13	0,78				2,73
Всего							1,67	5,66	0,78	5,66	0,78	5,66	0,78				21,00
НДС							0,30	1,02	0,14	1,02	0,14	1,02	0,14				3,78
Смета							1,97	6,68	0,92	6,68	0,92	6,68	0,92				24,79
Котельная отдельностоящая, ул. Таллинская, д.15в (ДЕ-25-14ГМ + 2*ДКВР-20-13, 42 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	32,35																32,35
Оборуд.		48,02		38,42		38,42											124,86
СМР		69,01		55,21		55,21											179,43
Прочие		0,29	18,79	0,23	15,03	0,23	15,03										49,59
Всего	32,35	117,32	18,79	93,86	15,03	93,86	15,03										386,23
НДС	5,82	21,12	3,38	16,89	2,71	16,89	2,71										69,52
Смета	38,17	138,44	22,17	110,75	17,73	110,75	17,73										455,75
Котельная отдельностоящая, ул. Мурашкинская, 13 (4*ТГ-8М, 33,2 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				10,10													10,10
Оборуд.					9,91		9,91		9,91		9,91						39,63
СМР					14,02		14,02		14,02		14,02						56,08
Прочие					0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78	0,12	3,78					15,62
Всего				10,10	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78	24,05	3,78					121,44
НДС				1,82	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68	4,33	0,68					21,86

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Смета				11,92	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46	28,38	4,46					143,30
Котельная ул. Люкина, д.6а (2*ТВГ-4Р, 12,9 Гкал/ч с 2020 г.)																	
ПИР и ПСД								2,99									2,99
Оборуд.									6,53		6,53						13,05
СМР									8,35		8,35						16,69
Прочие									0,35	2,10	0,35	2,10					4,90
Всего								2,99	15,22	2,10	15,22	2,10					37,63
НДС								0,54	2,74	0,38	2,74	0,38					6,77
Смета								3,53	17,96	2,48	17,96	2,48					44,41
Котельная пр. Героев, д.13 с 2013 г. на котлы 1,5 МВт																	
ПИР и ПСД	1,66																1,66
Оборуд.		3,74		3,74													7,48
СМР		3,33		3,33													6,67
Прочие		0,24	1,14	0,24	1,14												2,76
Всего	1,66	7,32	1,14	7,32	1,14												18,57
НДС	0,30	1,32	0,21	1,32	0,21												3,34
Смета	1,96	8,63	1,34	8,63	1,34												21,91
Котельная пер. Плотничный, 11 (3*ДКВР-6,5-13 на 2*КВТС-6,5) с 2013 г.																	
ПИР и ПСД	1,93																1,93
Оборуд.		0,79	3,26	0,79	3,26	0,79											8,88
СМР		0,43	4,75	0,43	4,75	0,43											10,78
Прочие		0,21	1,30	0,21	1,30	0,21											3,25
Всего	1,93	1,43	9,31	1,43	9,31	1,43											24,84
НДС	0,35	0,26	1,68	0,26	1,68	0,26											4,47
Смета	2,27	1,69	10,98	1,69	10,98	1,69											29,31
Котельная БОК, ул. Октябрьской революции, д.62 (1,7 Гкал/ч с 2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,35														0,35
Оборуд.				0,76		0,76											1,52
СМР				0,97		0,97											1,94
Прочие				0,04	0,24	0,04	0,24										0,57
Всего			0,35	1,77	0,24	1,77	0,24										4,38

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС			0,06	0,32	0,04	0,32	0,04										0,79
Смета			0,41	2,09	0,29	2,09	0,29										5,16
Котельная отдельностоящая, бульвар Мира, 4а (1,9 Гкал/ч, с 2017 г. 4*0,75)																	
ПИР и ПСД					0,70												0,70
Оборуд.						0,76		0,76		0,76		0,76					3,04
СМР						0,97		0,97		0,97		0,97					3,88
Прочие						0,04	0,24	0,04	0,24	0,04	0,24	0,04	0,24				1,14
Всего					0,70	1,77	0,24	1,77	0,24	1,77	0,24	1,77	0,24				8,75
НДС					0,13	0,32	0,04	0,32	0,04	0,32	0,04	0,32	0,04				1,58
Смета					0,82	2,09	0,29	2,09	0,29	2,09	0,29	2,09	0,29				10,33
Котельная отдельностоящая, ул. Горького, д.4а (2*НР-18 + 2*Энергия-3 + 4*КВ-ТС-1, 5,89 Гкал/ч с 2014 г. демонтаж и ввод по 2 котла)																	
ПИР и ПСД		1,39															1,39
Оборуд.			0,29	1,63		0,29	1,63		0,29	1,63		0,29					6,05
СМР			0,16	2,37		0,16	2,37		0,16	2,37		0,16					7,75
Прочие				0,08	0,65		0,08	0,65		0,08	0,65		0,08				2,27
Всего		1,39	0,45	4,08	0,65	0,45	4,08	0,65	0,45	4,08	0,65	0,45	0,08				17,46
НДС		0,25	0,08	0,73	0,12	0,08	0,73	0,12	0,08	0,73	0,12	0,08	0,01				3,14
Смета		1,64	0,53	4,81	0,77	0,53	4,81	0,77	0,53	4,81	0,77	0,53	0,09				20,61
Котельная отдельностоящая, ул.Горная, д.13 (16,1 Гкал/ч, 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				3,71													3,71
Оборуд.					0,79	3,26		0,79	3,26		0,79	3,26		0,79	3,26		16,19
СМР					0,43	4,74		0,43	4,74		0,43	4,74		0,43	4,74		20,70
Прочие						0,22	1,30		0,22	1,30		0,22	1,30		0,22	1,30	6,07
Всего				3,71	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	1,22	8,22	1,30	46,68
НДС				0,67	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	0,22	1,48	0,23	8,40
Смета				4,38	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	1,44	9,69	1,54	55,08
Котельная отдельностоящая, ул. Московское шоссе, 219а (4 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	1,96																1,96
Оборуд.		7,55															7,55
СМР		10,87															10,87
Прочие		0,04	2,96														3,00
Всего	1,96	18,47	2,96														23,39

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС	0,35	3,32	0,53														4,21
Смета	2,31	21,79	3,49														27,59
Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д.18 (3*ДКВР 20/13 + 2*КВГМ-100-150, 239,9 Гкал/ч с 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				93,05													93,05
Оборуд.					38,42		38,42		38,42		124,51		124,51				364,28
СМР					55,21		55,21		55,21		175,42		175,42				516,47
Прочие					0,23	15,03	0,23	15,03	0,23	15,03	1,80	47,17	1,80	47,17			143,71
Всего				93,05	93,86	15,03	93,86	15,03	93,86	15,03	301,73	47,17	301,73	47,17			1117,51
НДС				16,75	16,89	2,71	16,89	2,71	16,89	2,71	54,31	8,49	54,31	8,49			201,15
Смета				109,80	110,75	17,73	110,75	17,73	110,75	17,73	356,05	55,66	356,05	55,66			1318,66
Котельная ул. Красноезвездная, д. 17 (6,3 Гкал/ч с 2011 г.)																	
ПИР и ПСД	2,42																2,42
Оборуд.	4,71		4,71														9,42
СМР	6,72		6,72														13,44
Прочие	0,04	1,82	0,04	1,82													3,73
Всего	13,89	1,82	11,47	1,82													29,01
НДС	2,50	0,33	2,06	0,33													5,22
Смета	16,39	2,15	13,54	2,15													34,23
МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда (0,2 Гкал/ч, 2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,07													0,07
Оборуд.					0,15		0,15										0,30
СМР					0,19		0,19										0,39
Прочие					0,01	0,05	0,01	0,05									0,11
Всего				0,07	0,35	0,05	0,35	0,05									0,88
НДС				0,01	0,06	0,01	0,06	0,01									0,16
Смета				0,08	0,42	0,06	0,42	0,06									1,03
Котельная Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д.8а (4,8 Гкал/ч, 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	1,09																1,09
Оборуд.		0,92	0,92	0,92	0,92	0,92											4,58
СМР		1,21	1,21	1,21	1,21	1,21											6,06
Прочие		0,35	0,35	0,35	0,35	0,35											1,75

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего	1,09	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48											13,47
НДС	0,20	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45											2,43
Смета	1,28	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92											15,90
Котельная отдельностоящая, ул. Лесной городок, 6А (3*ДЕ-25/14, 48,6 Гкал/ч с 2013 г.)																	
ПИР и ПСД	37,32																37,32
Оборуд.		48,02		48,02		48,02											144,07
СМР		69,01		69,01		69,01											207,03
Прочие		0,29	18,79	0,29	18,79	0,29	18,79										57,22
Всего	37,32	117,32	18,79	117,32	18,79	117,32	18,79										445,65
НДС	6,72	21,12	3,38	21,12	3,38	21,12	3,38										80,22
Смета	44,04	138,44	22,17	138,44	22,17	138,44	22,17										525,86

2.5 Закрытие существующих котельных путем реконструкции в ЦТП

Для переоборудования в ЦТП 30 котельной (таблица 30) потребуется порядка 240 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2012 г.), при этом экономия топлива составит более 9 %, от экономии топлива сжигаемого в настоящее время на более эффективных энергоисточниках.

2.6 Обоснование затрат при решении проблем ГВС Сормовской и Автозаводской ТЭЦ

Анализ сметной стоимости проекта и последовательности перевода ТСС с открытых схем на закрытые схемы горячего водоснабжения (ГВС) показал, что в период (таблица 31):

- 2013-2017 гг. целесообразно провести реконструкцию ЦТП, квартальных тепловых сетей и подвод холодного водоснабжения. При этом инвестиции составят почти 665 млн. руб. (без НДС) в ценах 2012 г.

- 2013-2019 гг. целесообразно провести реконструкцию ИТП с вложением инвестиций в размере 994 млн. руб. (без НДС) в ценах 2012 г.

В целом смета проекта перевода ТСС с открытых схем на закрытые схемы горячего водоснабжения (ГВС) составляет около 2 млрд. руб. (с НДС) в ценах 2012 г.

Суммарные капитальные вложения по повышению эффективности ГВС потребителей от Автозаводской ТЭЦ (таблица 29) составляют 183,9 млн. руб. В указанную сумму входят все решения по переоборудованию ЦТП (замена баков-аккумуляторов и теплообменников) и строительство тепловых камер.

Таблица 29 - Капиталовложения в реконструкцию системы ГВС от Автозаводской ТЭЦ

	Всего
ПИР и ПСД, млн. руб.	13,4
Оборудование, млн. руб.	90
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	80,5
Всего капитальные затраты, млн. руб.	183,9
в т.ч. НДС, млн. руб.	33,1

2.7 Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей к реконструируемым и новым энергоисточникам

Для реализации предложений по развитию систем теплоснабжения придется реконструировать и построить более 280 км тепловых сетей, что потребует вложения инве-

стиций в размере 18521 млн. руб. (таблица 32). На Нижегородскую ТЭЦ приходится 8,5 млрд. руб. на строительство магистральных трубопроводов диаметром от 200 до 1200 мм.

Одновременно, в течение 2013-2016 гг. для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения и в связи с отработкой эксплуатационного ресурса следует заменить трубопроводы тепловых сетей (таблица 33) ОАО «Теплоэнерго» протяженностью 34,8 км (стоимость 846,14 млн. руб.) и ООО «Теплосети» – 18,8 км (стоимость 420,57 млн. руб.).

Таблица 30 – Финансовые издержки при переоборудовании котельных в ЦТП при их закрытии, млн. руб.

Наименование работ/статьи затрат	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Всего с 2012-2027 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная бани №10, ул. Свободы, д.83а (2013 г.)																	
ПИР и ПСД	0,11																0,11
Оборуд.		0,82															0,82
СМР		0,38															0,38
Прочие		0,06															0,06
Всего	0,11	1,26															1,37
НДС	0,02	0,23															0,25
Смета	0,13	1,49															1,62
Котельная ул. Водопроводная отдельностоящая, Московское шоссе, д.15а (2027 г.)																	
ПИР и ПСД															2,27		2,27
Оборуд.																16,38	16,38
СМР																7,56	7,56
Прочие																1,26	1,26
Всего															2,27	25,20	27,47
НДС															0,41	4,54	4,94
Смета															2,68	29,74	32,41
Котельная 17 Квартал отдельностоящая, ул. Куйбышева, 41а (2018 г.)																	
ПИР и ПСД						1,13											1,13
Оборуд.							8,19										8,19
СМР							3,78										3,78
Прочие							0,63										0,63
Всего						1,13	12,60										13,73
НДС						0,20	2,27										2,47
Смета						1,34	14,87										16,21
Котельная отдельностоящая, ул. Конотопская, 4а (2015 г.)																	
ПИР и ПСД			0,17														0,17
Оборуд.				1,23													1,23
СМР				0,57													0,57

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Прочие				0,09													0,09
Всего			0,17	1,89													2,06
НДС			0,03	0,34													0,37
Смета			0,20	2,23													2,43
Котельная отдельностоящая, ул.Херсонская, д.16а (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,91												0,91
Оборуд.						6,55											6,55
СМР						3,02											3,02
Прочие						0,50											0,50
Всего					0,91	10,08											10,99
НДС					0,16	1,81											1,98
Смета					1,07	11,89											12,96
Котельная, ул.Профинтерна, д.7Б (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,11												0,11
Оборуд.						0,82											0,82
СМР						0,38											0,38
Прочие						0,06											0,06
Всего					0,11	1,26											1,37
НДС					0,02	0,23											0,25
Смета					0,13	1,49											1,62
Котельная, ул. Ленина, д.22в (2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,57													0,57
Оборуд.					4,10												4,10
СМР					1,89												1,89
Прочие					0,32												0,32
Всего				0,57	6,30												6,87
НДС				0,10	1,13												1,24
Смета				0,67	7,43												8,10
Котельная "Мостоотряд", пос. Мостоотряд, 32А (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,68												0,68
Оборуд.						4,91											4,91
СМР						2,27											2,27
Прочие						0,38											0,38
Всего					0,68	7,56											8,24
НДС					0,12	1,36											1,48

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Смета					0,80	8,92											9,72
Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д.71а (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,23												0,23
Оборуд.						1,64											1,64
СМР						0,76											0,76
Прочие						0,13											0,13
Всего					0,23	2,52											2,75
НДС					0,04	0,45											0,49
Смета					0,27	2,97											3,24
Котельная, ул. Львовская, д.7а (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,34												0,34
Оборуд.						2,46											2,46
СМР						1,13											1,13
Прочие						0,19											0,19
Всего					0,34	3,78											4,12
НДС					0,06	0,68											0,74
Смета					0,40	4,46											4,86
Котельная Инфекционной больницы №23 отдельностоящая, пр. Ильича, д.54а (2022 г.)																	
ПИР и ПСД										0,23							0,23
Оборуд.											1,64						1,64
СМР											0,76						0,76
Прочие											0,13						0,13
Всего										0,23	2,52						2,75
НДС										0,04	0,45						0,49
Смета										0,27	2,97						3,24
Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д.1 (2022 г.)																	
ПИР и ПСД										0,45							0,45
Оборуд.											3,28						3,28
СМР											1,51						1,51
Прочие											0,25						0,25
Всего										0,45	5,04						5,49
НДС										0,08	0,91						0,99
Смета										0,54	5,95						6,48
Котельная встроенная, ул. Б. Покровская, д.16 (2018 г.)																	
ПИР и ПСД						0,11											0,11

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Оборуд.							0,82										0,82
СМР							0,38										0,38
Прочие							0,06										0,06
Всего						0,11	1,26										1,37
НДС						0,02	0,23										0,25
Смета						0,13	1,49										1,62
Котельная отдельностоящая, ул. Б. Покровская, д.32 (2018 г.)																	
ПИР и ПСД						0,57											0,57
Оборуд.							4,10										4,10
СМР							1,89										1,89
Прочие							0,32										0,32
Всего						0,57	6,30										6,87
НДС						0,10	1,13										1,24
Смета						0,67	7,43										8,10
Котельная БОК, ул. Новая, д.13а (2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,11													0,11
Оборуд.					0,82												0,82
СМР					0,38												0,38
Прочие					0,06												0,06
Всего				0,11	1,26												1,37
НДС				0,02	0,23												0,25
Смета				0,13	1,49												1,62
Котельная встроенная, ул. Генкиной, д.37 (2021 г.)																	
ПИР и ПСД									0,11								0,11
Оборуд.										0,82							0,82
СМР										0,38							0,38
Прочие										0,06							0,06
Всего									0,11	1,26							1,37
НДС									0,02	0,23							0,25
Смета									0,13	1,49							1,62
Котельная отдельностоящая, ул. Ванеева, д.63 (2016 г.)																	
ПИР и ПСД				0,51													0,51
Оборуд.					3,69												3,69
СМР					1,70												1,70
Прочие					0,28												0,28

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Всего				0,51	5,67												6,18
НДС				0,09	1,02												1,11
Смета				0,60	6,69												7,29
Котельная отдельностоящая Роддом №6, ул. Сутырина, д.19а (2014 г.)																	
ПИР и ПСД		0,06															0,06
Оборуд.			0,41														0,41
СМР			0,19														0,19
Прочие			0,03														0,03
Всего		0,06	0,63														0,69
НДС		0,01	0,11														0,12
Смета		0,07	0,74														0,81
Котельная крышная, ул. Белинского, д. 62 (2024 г.)																	
ПИР и ПСД												0,17					0,17
Оборуд.													1,23				1,23
СМР													0,57				0,57
Прочие													0,09				0,09
Всего												0,17	1,89				2,06
НДС												0,03	0,34				0,37
Смета												0,20	2,23				2,43
Котельная, ул. Архитектурная, д.2д (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,23												0,23
Оборуд.						1,64											1,64
СМР						0,76											0,76
Прочие						0,13											0,13
Всего					0,23	2,52											2,75
НДС					0,04	0,45											0,49
Смета					0,27	2,97											3,24
Котельная, ул. Белинского, д. 61 (2018 г.)																	
ПИР и ПСД						1,36											1,36
Оборуд.							9,83										9,83
СМР							4,54										4,54
Прочие							0,76										0,76
Всего						1,36	15,12										16,48
НДС						0,24	2,72										2,97
Смета						1,61	17,84										19,45

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Котельная ул. Заломова, д.5 (2014 г.)																	
ПИР и ПСД		0,17															0,17
Оборуд.			1,23														1,23
СМР			0,57														0,57
Прочие			0,09														0,09
Всего		0,17	1,89														2,06
НДС		0,03	0,34														0,37
Смета		0,20	2,23														2,43
ул.Батумская 5, ул. Углова, д.7 (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					1,36												1,36
Оборуд.						9,83											9,83
СМР						4,54											4,54
Прочие						0,76											0,76
Всего					1,36	15,12											16,48
НДС					0,24	2,72											2,97
Смета					1,61	17,84											19,45
Котельная отдельностоящая Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д.1в (2015 г.)																	
ПИР и ПСД			1,36														1,36
Оборуд.				9,83													9,83
СМР				4,54													4,54
Прочие				0,76													0,76
Всего			1,36	15,12													16,48
НДС			0,24	2,72													2,97
Смета			1,61	17,84													19,45
Котельная Больница №10, ул. Чонгарская, 43а (2013 г.)																	
ПИР и ПСД	0,23																0,23
Оборуд.		1,64															1,64
СМР		0,76															0,76
Прочие		0,13															0,13
Всего	0,23	2,52															2,75
НДС	0,04	0,45															0,49
Смета	0,27	2,97															3,24
Котельная встроенная, пер. Рубо, 3 (2013 г.)																	
ПИР и ПСД	0,11																0,11
Оборуд.		0,82															0,82

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
СМР		0,38															0,38
Прочие		0,06															0,06
Всего	0,11	1,26															1,37
НДС	0,02	0,23															0,25
Смета	0,13	1,49															1,62
Котельная ул. Мончегорская, д.11 (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					0,91												0,91
Оборуд.						6,55											6,55
СМР						3,02											3,02
Прочие						0,50											0,50
Всего					0,91	10,08											10,99
НДС					0,16	1,81											1,98
Смета					1,07	11,89											12,96
Котельная отдельностоящая, больница №35, ул.Республиканская, д.47а (2018 г.)																	
ПИР и ПСД						0,23											0,23
Оборуд.							1,64										1,64
СМР							0,76										0,76
Прочие							0,13										0,13
Всего						0,23	2,52										2,75
НДС						0,04	0,45										0,49
Смета						0,27	2,97										3,24
Котельная отдельностоящая, ул. Нестерова, д.31 (2014 г.)																	
ПИР и ПСД		0,34															0,34
Оборуд.			2,46														2,46
СМР			1,13														1,13
Прочие			0,19														0,19
Всего		0,34	3,78														4,12
НДС		0,06	0,68														0,74
Смета		0,40	4,46														4,86
Котельная фабрика "Рекорд" отдельностоящая, ул.Гордеевская, д.61в (2017 г.)																	
ПИР и ПСД					1,59												1,59
Оборуд.						11,47											11,47
СМР						5,29											5,29
Прочие						0,88											0,88
Всего					1,59	17,64											19,23

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НДС					0,29	3,18											3,46
Смета					1,87	20,82											22,69

Таблица 31 - Финансовые потребности в реализацию предложений по реконструкции ТСС при переходе на закрытую систему ГВС (в ценах 2012 г.)

Наименование объекта и вид работ	Всего	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Реконструкция ЦТП, квартальных тепловых сетей и под-вод холодного водоснабжения											
ПИР и ПСД, млн. руб.	39,74	7,95	7,17	7,77	9,87	6,98					
Оборудование, млн. руб.	310,62	62,11	56,08	60,75	77,11	54,57					
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	314,31	62,85	56,75	61,47	78,02	55,21					
Всего капитальные затраты реконструкции ЦТП, млн. руб.	664,66	132,90	120,00	130,00	165,00	116,76					
НДС, млн. руб.	119,64	23,92	21,60	23,40	29,70	21,02					
Реконструкция ИТП											
ПИР и ПСД, млн. руб.	59,41	6,61	8,22	6,56	6,88	12,94	11,96	6,25			
Оборудование, млн. руб.	464,40	51,64	64,26	51,27	53,74	101,18	93,47	48,85			
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	469,91	52,25	65,02	51,87	54,38	102,38	94,58	49,43			
Всего капитальные затраты реконструкции ИТП, млн. руб.	993,72	110,50	137,50	109,70	115,00	216,50	200,00	104,52			
НДС, млн. руб.	178,87	19,89	24,75	19,75	20,70	38,97	36,00	18,81			
Всего смета проекта перевода ТСС с открытых схем на закрытые схемы горячего водоснабжения (ГВС), млн. руб.	1956,90	243,40	257,50	239,70	280,00	333,26	200,00	104,52			

Таблица 32 - Финансовые потребности в реализацию предложений по развитие тепловых сетей к энергоисточникам, млн. руб.

Объект / млн. руб.	Диаметр ТС (мм)	Длина ТС (м)	Сметная стоимость 2012 г.	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	Строительно-монтажные и наладочные работы	Непредвиденные расходы	Стоимость строительства на 1.01.2000 г.	ПИР и ПСД	Всего капитальные расходы	НДС	Всего смета проекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Тепловые сети ТЭС «Московское шоссе»												
ТЭС "Московское шоссе"	1000	854	70,39	98,55	64,06	29,56	4,93	23,44	11,96	110,50	19,89	130,40
ТЭС "Московское шоссе"	800	5656	315,76	442,06	287,34	132,62	22,10	105,13	53,64	495,69	89,22	584,92
ТЭС "Московское шоссе"	700	1740	85,00	118,99	77,35	35,70	5,95	28,30	14,44	133,43	24,02	157,45
ТЭС "Московское шоссе"	600	3386	141,77	198,48	129,01	59,54	9,92	47,20	24,08	222,56	40,06	262,62
ТЭС "Московское шоссе"	500	14632	450,67	630,93	410,11	189,28	31,55	150,05	76,55	707,48	127,35	834,83
ТЭС "Московское шоссе"	400	4240	93,78	131,29	85,34	39,39	6,56	31,22	15,93	147,22	26,50	173,72
ТЭС "Московское шоссе"	350	6474	124,11	173,75	112,94	52,13	8,69	41,32	21,08	194,83	35,07	229,90
ТЭС "Московское шоссе"	300	1158	19,03	26,64	17,32	7,99	1,33	6,34	3,23	29,87	5,38	35,25
ТЭС "Московское шоссе"	200	2634	28,85	40,40	26,26	12,12	2,02	9,61	4,90	45,30	8,15	53,45
ИТОГО тепловые сети ТЭС "Московское шоссе"		40774	1329,35	1861,09	1209,71	558,33	93,05	442,60	225,81	2086,90	375,64	2462,54
Перемычка между котельной Таллинская 15в и магистралью от ТЭЦ «Московское шоссе»	400,00	140,00	3,10	4,34	2,82	1,30	0,22	1,03	0,53	4,86	0,87	5,74

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Перекладка тепловых сетей АТЭЦ (начало участка / конец участка)												
Вывод магистрали 1 Соцгородская / 1 С19	800,00	2490,00	148,87	208,41	135,47	62,52	10,42	49,56	25,29	233,70	42,07	275,77
Вывод магистрали 2 Соцгородская / 2 С17	800,00	1890,00	112,99	158,19	102,83	47,46	7,91	37,62	19,19	177,39	31,93	209,32
Вывод магистрали 1 Юго-западная / 1 Ю9	700,00	2130,00	106,51	149,11	96,92	44,73	7,46	35,46	18,09	167,21	30,10	197,30
ИТОГО перекладка тепловых сетей АТЭЦ	6510,00	368,37	515,72	335,22	154,72	25,79	122,65	62,57	578,29	104,09	682,39	
Перемычка между тепловой сетью перспективной зоны А-2 по ул. Героя Шниткова (от Автозаводской ТЭЦ) и тепловой сети от ТЭЦ «Мостоотряд»	300,00	740,00	12,16	17,02	11,07	5,11	0,85	4,05	2,07	19,09	3,44	22,52
Перекладка тепловых сетей ПКС "Северная" (начало участка / конец участка)												
От коллектора в здании котельной / ТК-4	800,00	1137,00	67,98	95,17	61,86	28,55	4,76	22,63	11,55	106,71	19,21	125,92
ТК-8А / ТК-15	600,00	571,00	23,91	33,47	21,76	10,04	1,67	7,96	4,06	37,53	6,76	44,29
ТК-34-1 / ТК-34-2	250,00	57,00	0,76	1,06	0,69	0,32	0,05	0,25	0,13	1,19	0,21	1,40
ТК-34-14 / ТК-37	150,00	96,00	0,55	0,77	0,50	0,23	0,04	0,18	0,09	0,87	0,16	1,02

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТК-276 / ТК-28	250,00	70,00	0,93	1,30	0,84	0,39	0,06	0,31	0,16	1,46	0,26	1,72
Итого ТС ПКС "Северная"		1931,00	94,12	131,77	85,65	39,53	6,59	31,34	15,99	147,76	26,60	174,35
Перекладка тепловых сетей к Сормовской ТЭЦ (начало участка / конец участка)												
ТК-114 переход диаметра после ТК-114	350	2	0,04	0,06	0,02	0,03	0,00		0,00	0,06	0,01	0,07
ТК-428 до ТК-429	400	175	3,87	5,81	2,32	3,19	0,29		0,29	6,10	1,10	7,19
ТК-429 до ТК-430	400	82	0,37	0,56	0,22	0,31	0,03		0,03	0,59	0,11	0,69
УТ-430-к6 / ТК-430б	500,00	1213,00	90,64	135,95	54,38	74,77	6,80	0,00	6,80	142,75	25,70	168,45
ТК-430 / ТК-430б	500,00	33,00	0,07	0,10	0,04	0,06	0,01	0,00	0,01	0,11	0,02	0,12
ТК-306 / ТК-430-к9	400,00	209,00	2,42	3,62	1,45	1,99	0,18	0,00	0,18	3,80	0,68	4,49
ТК-506-3-1 / УТ-506-3-1-к1	150,00	135,00	0,70	1,05	0,42	0,58	0,05	0,00	0,05	1,10	0,20	1,30
УТ-402-3 / УТ-402-4	300,00	375,00	7,70	11,55	4,62	6,35	0,58	0,00	0,58	12,13	2,18	14,31
ТК-101 / Коминтерна 43	400,00	380,00	7,98	11,98	4,79	6,59	0,60	0,00	0,60	12,58	2,26	14,84
УТ-1 / ПАВ-1	1000,00	1138,00	103,90	155,85	62,34	85,72	7,79	0,00	7,79	163,64	29,45	193,09
УТ-702 / ТК-703-1-к36а	700,00	2154,00	331,44	497,16	198,86	273,44	24,86	0,00	24,86	522,02	93,96	615,98
ТК-311-2 / ТК-311-3	500,00	70,00	0,30	0,45	0,18	0,25	0,02	0,00	0,02	0,48	0,09	0,56
ТК-303 / ТК-311	600,00	858,00	51,37	77,06	30,82	42,38	3,85	0,00	3,85	80,91	14,56	95,47
ТК-318 / ТК-318-к2	400,00	145,00	1,16	1,74	0,70	0,96	0,09	0,00	0,09	1,83	0,33	2,16
ТК-321 / ТК-321-к1	500,00	107,00	0,71	1,06	0,42	0,58	0,05	0,00	0,05	1,11	0,20	1,31

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТК-322В / ТК-322В-к4	400,00	369,00	7,53	11,29	4,52	6,21	0,56	0,00	0,56	11,86	2,13	13,99
ТК-322д1 / ТК-322д-к2	400,00	427,00	10,08	15,12	6,05	8,32	0,76	0,00	0,76	15,88	2,86	18,74
ИТОГО перекладка сетей СТЭЦ		7872,00	620,27	930,41	372,16	511,73	46,52	0,00	46,52	976,93	175,85	1152,78
Перекладка существующих сетей СТЭЦ, в т.ч. диаметром:		16318	284,47	398,26	258,87	119,48	19,91	94,71	48,32	446,58	80,39	526,97
200	174	0,61	0,85	0,55	0,26	0,04	0,20	0,10	0,95	0,17	1,13	
300	750	4,93	6,90	4,49	2,07	0,35	1,64	0,84	7,74	1,39	9,13	
400	2770	24,51	34,31	22,30	10,29	1,72	8,16	4,16	38,47	6,92	45,40	
500	3349	41,26	57,76	37,55	17,33	2,89	13,74	7,01	64,77	11,66	76,43	
600	5641	94,48	132,27	85,97	39,68	6,61	31,45	16,05	148,31	26,70	175,01	
700	2281	45,62	63,87	41,52	19,16	3,19	15,19	7,75	71,62	12,89	84,52	
1000	2277	73,07	102,30	66,49	30,69	5,11	24,33	12,41	114,71	20,65	135,36	
Прокладка новых тепловых сетей СТЭЦ												
500	2000	61,60	86,24	56,06	25,87	4,31	20,51	10,46	96,70	17,41	114,11	
600	4000	179,36	251,10	163,21	75,33	12,55	59,72	30,47	281,57	50,68	332,25	
ИТОГО новые сети СТЭЦ	6000	240,96	337,34	219,27	101,20	16,87	80,22	40,93	378,27	68,09	446,36	
Сети от ТЭЦ «Большие Овраги»	400	3000	66,35	92,89	60,38	27,87	4,64	11,27	104,16	18,75	122,91	11,27
Перемычки между ТС ТЭЦ "Большие овраги" и магистралями котельной НТЦ, в т.ч.:		1629,00	24,03	33,64	21,86	10,09	1,68	8,00	4,08	37,72	6,79	44,51
ТЭЦ до ТК-511 на магистрали 5-ой очереди НТЦ	300,00	765,00	12,57	17,60	11,44	5,28	0,88	4,19	2,14	19,73	3,55	23,29

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТЭЦ до ТК-206-16 на магистрали 2-ой очереди НТЦ	250,00	864,00	11,46	16,04	10,43	4,81	0,80	3,81	1,95	17,98	3,24	21,22
Перекладка тепловых сетей к НТЦ (начало участка / конец участка)												
УТ-коллектор / УТ-ГИГ-6400	1200	72	7,12	10,68	4,27	5,88	0,53		0,53	11,22	2,02	13,24
УТ-ГИГ-6400 / УТ-600	1000	13	1,04	1,56	0,63	0,86	0,08		0,08	1,64	0,30	1,94
УТ-600 / УТ-100	1000	46	3,69	5,54	2,21	3,04	0,28		0,28	5,81	1,05	6,86
УТ-100 / УТ-103	700	355	17,75	26,63	10,65	14,65	1,33		1,33	27,96	5,03	32,99
ТК-320 / ТК-321	700	30	1,50	2,25	0,90	1,24	0,11		0,11	2,36	0,43	2,79
ТК-339 / ТК-339-1	500	50	1,54	2,31	0,92	1,27	0,12		0,12	2,43	0,44	2,86
ТК-428 / ЦТП-107	300	27	0,44	0,67	0,27	0,37	0,03		0,03	0,70	0,13	0,82
переход диаметра после ТК-434 до ТК-436	400	26	0,58	0,86	0,35	0,47	0,04		0,04	0,91	0,16	1,07
ПАВ-1 / ТК-205а	800	162	9,69	14,53	5,81	7,99	0,73		0,73	15,25	2,75	18,00
ТК-206 / ТК-210	800	672	40,18	60,26	24,11	33,15	3,01		3,01	63,28	11,39	74,67
переход диаметра после ТК-110 до УТ-110-2 (к1)	300	304	5,00	7,49	3,00	4,12	0,37		0,37	7,87	1,42	9,28
УТ-ГИГ-6400 переход диаметра после ТК-202а	1000	530	42,52	63,78	25,51	35,08	3,19		3,19	66,97	12,05	79,02
ТК-422 / ТК-422-1	500	8	0,25	0,37	0,15	0,20	0,02		0,02	0,39	0,07	0,46

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТК-422-1 переход диаметра после ТК-222-1	500	59	1,82	2,73	1,09	1,50	0,14		0,14	2,86	0,52	3,38
переход диаметра после ТК-202а до ПАВ-1	1000	642	51,51	77,26	30,90	42,49	3,86		3,86	81,12	14,60	95,72
ТК-206 переход диаметра после ТК-206-1	400	57	1,26	1,89	0,76	1,04	0,09		0,09	1,99	0,36	2,34
переход диаметра после ТК-206-2а ТК-206-5	400	313	6,92	10,38	4,15	5,71	0,52		0,52	10,90	1,96	12,87
ТК-201-2 ТК-201-5	400	204	4,51	6,77	2,71	3,72	0,34		0,34	7,11	1,28	8,39
Шахта опуска после ТК-201-6а1 (только обратный тр-д) ТК-201-6а2 (только обратный тр-д)	400	26	0,58	0,86	0,35	0,47	0,04		0,04	0,91	0,16	1,07
ТК-201-7 переход диаметра после ТК-201-9	400	154	3,41	5,11	2,04	2,81	0,26		0,26	5,36	0,97	6,33
ЦТП-138 / ТК-339	400,00	123,00	2,72	4,08	1,63	2,24	0,20	0,00	0,20	4,28	0,77	5,06
ИТОГО перекладка сетей НТЦ		3873,00	204,01	306,01	122,41	168,31	15,30	0,00	15,30	321,31	57,84	379,15
Перемычка между котельными Деловая 14 и Родионова 1946		700,00	1002,00	50,10	75,16	30,06	41,34	3,76	0,00	3,76	78,91	14,20

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Перекладка существующих сетей НТЦ, в т.ч. диаметром:		7759	141,86	198,61	129,09	59,58	9,93	47,23	24,10	222,71	40,09	262,79
	1200	132	5,22	7,31	4,75	2,19	0,37	1,74	0,89	8,20	1,48	9,67
	1000	1392	44,67	62,54	40,65	18,76	3,13	14,87	7,59	70,13	12,62	82,75
	800	1618	38,69	54,17	35,21	16,25	2,71	12,88	6,57	60,74	10,93	71,68
	700	711	14,22	19,91	12,94	5,97	1,00	4,73	2,42	22,33	4,02	26,34
	500	1668	20,55	28,77	18,70	8,63	1,44	6,84	3,49	32,26	5,81	38,07
	400	1669	14,77	20,67	13,44	6,20	1,03	4,92	2,51	23,18	4,17	27,35
	300	569	3,74	5,24	3,40	1,57	0,26	1,25	0,64	5,87	1,06	6,93
Тепловые сети Нижегородской ТЭЦ												
Нижегородская ТЭЦ	1200	15634	1546,36	2164,90	1407,19	649,47	108,25	514,85	262,67	2427,58	436,96	2864,54
Нижегородская ТЭЦ	1000	7304	585,98	820,37	533,24	246,11	41,02	195,10	99,54	919,91	165,58	1085,49
Нижегородская ТЭЦ	900	2182	151,08	211,51	137,48	63,45	10,58	50,30	25,66	237,17	42,69	279,86
Нижегородская ТЭЦ	800	10686	638,87	894,42	581,37	268,32	44,72	212,71	108,52	1002,94	180,53	1183,47
Нижегородская ТЭЦ	700	10258	512,95	718,12	466,78	215,44	35,91	170,78	87,13	805,26	144,95	950,20
Нижегородская ТЭЦ	600	6306	264,03	369,65	240,27	110,89	18,48	87,91	44,85	414,50	74,61	489,10
Нижегородская ТЭЦ	500	15290	470,93	659,30	428,55	197,79	32,97	156,79	80,00	739,30	133,07	872,37
Нижегородская ТЭЦ	400	6950	153,72	215,20	139,88	64,56	10,76	51,18	26,11	241,31	43,44	284,75
Нижегородская ТЭЦ	350	3612	69,24	96,94	63,01	29,08	4,85	23,05	11,76	108,70	19,57	128,27
Нижегородская ТЭЦ	300	8224	135,13	189,19	122,97	56,76	9,46	44,99	22,95	212,14	38,19	250,33
Нижегородская ТЭЦ	250	3864	51,24	71,73	46,62	21,52	3,59	17,06	8,70	80,43	14,48	94,91

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нижегородская ТЭЦ	200	4358	38,04	53,26	34,62	15,98	2,66	12,67	6,46	59,72	10,75	70,47
ИТОГО тепловые сети от Нижегородской ТЭЦ		94668	4617,56	6464,59	4201,98	1939,38	323,23	1537,38	784,37	7248,96	1304,81	8553,77
Перекладка тепловых сетей от котельной пр.Гагарина, 178 (начало участка / конец участка)												
От коллектора в здании котельной Т1 (переход с 2Ду400 на 2Ду500 около УТ-100)	500	40	1,23	1,85	1,02	0,55	0,28		0,09	1,94	0,35	2,29
Тепловые сети котельной "Анкудиновка"	600	1560	65,32	97,98	53,89	29,39	14,70		4,90	102,87	18,52	121,39
Тепловые сети котельной "Анкудиновка"	500	1818	55,99	83,99	46,20	25,20	12,60		4,20	88,19	15,87	104,07
Тепловые сети котельной "Анкудиновка"	350	904	17,33	25,99	14,30	7,80	3,90		1,30	27,29	4,91	32,21
Тепловые сети котельной "Анкудиновка"	300	3024	49,69	74,53	40,99	22,36	11,18		3,73	78,26	14,09	92,35
Итого тепловые сети котельной "Анкудиновка"		7306	188	282	155	85	42	0	14	297	53	350
Котельная "Ленинская"	900	1300	36,00	54,00	29,70	16,20	8,10		2,70	56,71	10,21	66,91
Автозаводская ТЭЦ												
Автозаводская ТЭЦ (новые)	200	6284,6	54,86	82,29	45,26	24,69	12,34		4,11	86,40	15,55	101,96
Автозаводская ТЭЦ (новые)	300	8699,7	142,95	214,43	117,93	64,33	32,16		10,72	225,15	40,53	265,67

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автозаводская ТЭЦ (новые)	400	22350,3	494,33	741,49	407,82	222,45	111,22		37,07	778,57	140,14	918,71
Автозаводская ТЭЦ (новые)	500	5084	156,59	234,88	129,18	70,46	35,23		11,74	246,62	44,39	291,02
Автозаводская ТЭЦ (новые)	600	5126	214,63	321,94	177,07	96,58	48,29		16,10	338,04	60,85	398,88
Автозаводская ТЭЦ (перекладка)	200	944,3	3,30	4,95	2,72	1,48	0,74		0,25	5,19	0,93	6,13
Автозаводская ТЭЦ (перекладка)	400	491,2	4,35	6,52	3,59	1,96	0,98		0,33	6,84	1,23	8,08
Автозаводская ТЭЦ (перекладка)	500	1390,1	17,13	25,69	14,13	7,71	3,85		1,28	26,97	4,86	31,83
Автозаводская ТЭЦ (перекладка)	700	6648,7	132,99	199,48	109,71	59,84	29,92		9,97	209,45	37,70	247,15
Автозаводская ТЭЦ (перекладка)	800	2950,8	70,57	105,85	58,22	31,75	15,88		5,29	111,14	20,01	131,15
ИТОГО АТЭЦ		61269,70	1327,68	1991,52	1095,33	597,45	298,73		99,58	2091,09	376,40	2467,49
Котельная «Северная»												
Котельная "Северная" (новые)	200	1960,5	17,11	25,67	14,12	7,70	3,85		1,28	26,95	4,85	31,81
Котельная "Северная" (новые)	300	4511,6	74,13	111,20	61,16	33,36	16,68		5,56	116,76	21,02	137,78
Котельная "Северная" (новые)	400	4845,5	107,17	160,75	88,42	48,23	24,11		8,04	168,79	30,38	199,17
Котельная "Северная" (новые)	500	1210	37,27	55,90	30,75	16,77	8,39		2,80	58,70	10,57	69,26

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная "Северная" (новые)	600	1652,9	69,21	103,81	57,10	31,14	15,57		5,19	109,00	19,62	128,62
Котельная "Северная" (перекладка)	200	192,4	0,67	1,01	0,55	0,30	0,15		0,05	1,06	0,19	1,25
Котельная "Северная" (перекладка)	300	364,3	2,39	3,59	1,98	1,08	0,54		0,18	3,77	0,68	4,45
Котельная "Северная" (перекладка)	600	1000	16,75	25,12	13,82	7,54	3,77		1,26	26,38	4,75	31,13
Котельная "Северная" (перекладка)	800	2274,5	54,39	81,59	44,87	24,48	12,24		4,08	85,67	15,42	101,09
ИТОГО котельная "Северная"		18011,70	379,10	568,65	312,76	170,59	85,30		28,43	597,08	107,47	704,55
Всего работы по тепловым сетям		280143	9989	14265	8655	4608	1003		1431	15696	2825	18521

Таблица 33 - Стоимость перекладки тепловых сетей ОАО «Теплоэнерго» и ООО «Теплосети» в период 2013-2016 гг., млн. руб.

	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стои- мость 2012 г.	Стои- мость с учетом привязки	Обору- дование	Строи- тельно- монтаж- ные и на- ладочные работы	Непред- виден- ные рас- ходы	ПИР и ПСД	Всего капи- тальные расходы	НДС	Всего смета проекта
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Всего перекладка старых трубопрово- дов тепловых сетей ОАО "Теплоэнерго", в т.ч.:		34842, 00	455,28	682,92	375,61	204,88	102,44	34,15	717,06	129,07	846,14
от ТК-7 у ж/д "14 по ул.Чаадаева до ТК-6 у ж/д №4 по ул.Чаадаева	350	150	1,15	1,73	0,95	0,52	0,26	0,09	1,81	0,33	2,14
от ШО у ж/д №4 до ТК-1 по ул.Чаадаева	500	50	0,62	0,92	0,51	0,28	0,14	0,05	0,97	0,17	1,14
от ТК у фабрики кухни Рябцева, 35 до ТК у д.№33 ул.Рябцева	325	126	0,90	1,35	0,74	0,40	0,20	0,07	1,41	0,25	1,67
от ШО у Сормовского шоссе до ТК у ж/д 24 по ул.Шаляпина	325	185	1,32	1,98	1,09	0,59	0,30	0,10	2,07	0,37	2,45
от задвижки у котельной до до- ма №2 ул.пр.Союзный	426	300	2,83	4,24	2,33	1,27	0,64	0,21	4,45	0,80	5,25
от котельной до ТК-17 у ж/д №2 по ул.пр.Союзный	400	90	0,80	1,19	0,66	0,36	0,18	0,06	1,25	0,23	1,48
ТК-17 до ТК-19 у ж/д №14 ул.Рубинчика	300	258	1,70	2,54	1,40	0,76	0,38	0,13	2,67	0,48	3,15
от ТК-2 до ТК-3 пр.Союзный, 43	300	175	1,15	1,73	0,95	0,52	0,26	0,09	1,81	0,33	2,14
от ТК -9 до ТК -11 по ул.Зайцева	325	73	0,52	0,78	0,43	0,23	0,12	0,04	0,82	0,15	0,97
от ТК-106 у д.Зайцева, 7 до ТК- 8	600	256	4,29	6,43	3,54	1,93	0,96	0,32	6,75	1,22	7,97

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от ТК-108 у д.Зайцева, 15 до ТК-9	500	356	4,39	6,58	3,62	1,97	0,99	0,33	6,91	1,24	8,15
от ТК-10 у д.Зайцева, 10 до ЦТП-504	300	800	5,26	7,89	4,34	2,37	1,18	0,39	8,28	1,49	9,77
от ТК-10 у д.Зайцева, 10 до ЦТП-504	400	153	1,35	2,03	1,12	0,61	0,30	0,10	2,13	0,38	2,52
от сетевых насосов в котельной до ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха	500	250	3,08	4,62	2,54	1,39	0,69	0,23	4,85	0,87	5,72
от сетевых насосов в котельной до ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха	400	250	2,21	3,32	1,82	1,00	0,50	0,17	3,48	0,63	4,11
от ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха до ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова	400	600	5,31	7,96	4,38	2,39	1,19	0,40	8,36	1,50	9,87
от ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова до ТК-15 у ж/д № 5 по ул.Макарова	400	500	4,42	6,64	3,65	1,99	1,00	0,33	6,97	1,25	8,22
от насосов ГВС в котельной до ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха	400	250	2,21	3,32	1,82	1,00	0,50	0,17	3,48	0,63	4,11
от насосов ГВС в котельной до ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха	350	250	1,92	2,88	1,58	0,86	0,43	0,14	3,02	0,54	3,56
от ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха до ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова	400	300	2,65	3,98	2,19	1,19	0,60	0,20	4,18	0,75	4,93
от ТК-10 у ж/д № 2 по ул.Баха до ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова	300	350	2,30	3,45	1,90	1,04	0,52	0,17	3,62	0,65	4,28

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова до ТК-15 у ж/д № 5 по ул.Макарова	350	250	1,92	2,88	1,58	0,86	0,43	0,14	3,02	0,54	3,56
от ТК-12 у ж/д № 3/2 по ул.Макарова до ТК-15 у ж/д № 5 по ул.Макарова	300	250	1,64	2,46	1,36	0,74	0,37	0,12	2,59	0,47	3,05
от котельной до ТК-3, от ТК 3 до ТК4, от ТК4 до ТК4-4 у ж\д Голованова,37	300	794	5,22	7,83	4,31	2,35	1,17	0,39	8,22	1,48	9,70
от котельной до ТК-3, от ТК 3 до ТК4, от ТК4 до ТК4-4 у ж\д Голованова,37	350	40	0,31	0,46	0,25	0,14	0,07	0,02	0,48	0,09	0,57
от котельной до ТК-3, от ТК 3 до ТК4, от ТК4 до ТК4-4 у ж\д Голованова,37	400	212	1,88	2,81	1,55	0,84	0,42	0,14	2,95	0,53	3,49
от ТК4 до ТК5 у ж\д №2 по ул.Жукова	200	75	0,26	0,39	0,22	0,12	0,06	0,02	0,41	0,07	0,49
от ТК4 до ТК5 у ж\д №2 по ул.Жукова	350	75	0,58	0,86	0,47	0,26	0,13	0,04	0,91	0,16	1,07
ТТО от котельной до ТК-1 у здания пр.Гагарина 25г	300	560	3,68	5,52	3,04	1,66	0,83	0,28	5,80	1,04	6,84
от котельной до УТ2 у ж\д №7 по ул.В.Комиссаров	300	34	0,22	0,34	0,18	0,10	0,05	0,02	0,35	0,06	0,42
от ТК-114 до ЦТП-303	350	302	2,32	3,47	1,91	1,04	0,52	0,17	3,65	0,66	4,30
от Павильон №4 в сторону ТК-322	400	560	4,95	7,43	4,09	2,23	1,11	0,37	7,80	1,40	9,21
от ТК-325 до ТК-311	300	266	1,75	2,62	1,44	0,79	0,39	0,13	2,75	0,50	3,25
от ТК-325 до ТК-311	350	580	4,45	6,67	3,67	2,00	1,00	0,33	7,00	1,26	8,27
от ТК-325 до ТК-311	500	36	0,44	0,67	0,37	0,20	0,10	0,03	0,70	0,13	0,82
от ТК-408 до ТК-411ул. Коминтерна	800	212	5,07	7,60	4,18	2,28	1,14	0,38	7,98	1,44	9,42
от ТК-322Г до ТК-322Д Московское шоссе	400	140	1,24	1,86	1,02	0,56	0,28	0,09	1,95	0,35	2,30

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от Сормовской ТЭЦ до Павильона №1 (подача 1 очередь)	900	1064	29,47	44,20	24,31	13,26	6,63	2,21	46,41	8,35	54,76
от Павильона №1 до Павильона №2 (подача, 1 очередь)	800	2143	51,25	76,87	42,28	23,06	11,53	3,84	80,72	14,53	95,24
от Павильона №2 до ТК-117 (подача)	500	1245	15,34	23,01	12,65	6,90	3,45	1,15	24,16	4,35	28,51
от Сормовской ТЭЦ до Павильона №1 (подача 2 очередь)	800	252	6,03	9,04	4,97	2,71	1,36	0,45	9,49	1,71	11,20
от Сормовской ТЭЦ до Павильона №1 (подача 2 очередь)	900	15	0,42	0,62	0,34	0,19	0,09	0,03	0,65	0,12	0,77
от Сормовской ТЭЦ до Павильона №1 (подача 2 очередь)	1000	752	24,13	36,20	19,91	10,86	5,43	1,81	38,01	6,84	44,85
от Павильона №1 до Павильона №2 (подача, 2 очередь)	800	2477	59,24	88,85	48,87	26,66	13,33	4,44	93,30	16,79	110,09
от Павильона №2 до ТК-209 (подача)	700	413	8,26	12,39	6,82	3,72	1,86	0,62	13,01	2,34	15,35
от ТК-218 до ТК-220 подача	400	206	1,82	2,73	1,50	0,82	0,41	0,14	2,87	0,52	3,39
от ТК-220 до ЦТП-312 подача	300	239	1,57	2,36	1,30	0,71	0,35	0,12	2,47	0,45	2,92
от ТК-204 до ТК-311 (оба трубопровода)	500	1844	22,72	34,08	18,74	10,22	5,11	1,70	35,78	6,44	42,22
от ТК-204 до ТК-311 (оба трубопровода)	600	300	5,02	7,54	4,15	2,26	1,13	0,38	7,91	1,42	9,34
от ТК-419 до ТК -429 (подача)	300	153	1,01	1,51	0,83	0,45	0,23	0,08	1,58	0,29	1,87
от ТК-419 до ТК -429 (подача)	500	514	6,33	9,50	5,22	2,85	1,42	0,47	9,97	1,80	11,77
от ТК 519 до ЦТП-321	300	396	2,60	3,90	2,15	1,17	0,59	0,20	4,10	0,74	4,84
от ТК 519 до ЦТП-321	500	55	0,68	1,02	0,56	0,30	0,15	0,05	1,07	0,19	1,26

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от Павильона №2 до ТК-1(оба трубопровода)	800	320	7,65	11,48	6,31	3,44	1,72	0,57	12,05	2,17	14,22
проходной коллектор от ТК-2 до ТК-6 подача	700	1197	23,94	35,91	19,75	10,77	5,39	1,80	37,71	6,79	44,50
т ТК-433 до ТК-434 по ул.Белинского,95 (переход ул.Белинского)	400	85	0,75	1,13	0,62	0,34	0,17	0,06	1,18	0,21	1,40
т ТК-433 до ТК-434 по ул.Белинского,95 (переход ул.Белинского)	700	78	1,56	2,34	1,29	0,70	0,35	0,12	2,46	0,44	2,90
от ТК-501-8 до ТК-501-9(по ул.Ошарская)	400	90	0,80	1,19	0,66	0,36	0,18	0,06	1,25	0,23	1,48
от ТК-336 до т.А по ул.Генерала Ивлиева 38	250	250	1,33	1,99	1,09	0,60	0,30	0,10	2,09	0,38	2,46
от ТК-336 до т.А по ул.Генерала Ивлиева 38	300	175	1,15	1,73	0,95	0,52	0,26	0,09	1,81	0,33	2,14
от ТК-347 в сторону ТК-346 с гильзой Ду 500 по ул.Н.Сусловой	400	400	3,54	5,31	2,92	1,59	0,80	0,27	5,57	1,00	6,58
от ТК-339-2 до ТК-339-3 по ул.Богородского	500	350	4,31	6,47	3,56	1,94	0,97	0,32	6,79	1,22	8,01
от ТК-341 до Н.О.37 в сторону ТК -342 по ул.Ванеева	500	25	0,31	0,46	0,25	0,14	0,07	0,02	0,49	0,09	0,57
от ТК-334 до ТК 335 замена участка т/трассы под дорогой по ул.Штеменко с гильзой Ду400	300	12	0,08	0,12	0,07	0,04	0,02	0,01	0,12	0,02	0,15
от ТК-105 - ТК-107 по адресу ул. Артельная, 15-11	300	4	0,03	0,04	0,02	0,01	0,01	0,00	0,04	0,01	0,05
от ТК-105 - ТК-107 по адресу ул. Артельная, 15-11	350	70	0,54	0,81	0,44	0,24	0,12	0,04	0,85	0,15	1,00
от ТК-105 - ТК-107 по адресу ул. Артельная, 15-11	400	510	4,51	6,77	3,72	2,03	1,02	0,34	7,11	1,28	8,39

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от ТК-105 - ТК-107 по адресу ул. Артельная, 15-11	400	250	2,21	3,32	1,82	1,00	0,50	0,17	3,48	0,63	4,11
от ТК-110 - ТК-110/2 по адресу ул. Шорина, 18 - ул. Пушкина, 41а	300	610	4,01	6,01	3,31	1,80	0,90	0,30	6,31	1,14	7,45
от ТК-120 - ТК-126 по адресу пер. Кустовой, 7 - ул. Норежская, 4	400	1370	12,12	18,18	10,00	5,45	2,73	0,91	19,09	3,44	22,53
от УТ-117 - ТК-117/3 по адресу ул. Моховая, 2 - 18	300	700	4,60	6,90	3,80	2,07	1,04	0,35	7,25	1,30	8,55
от т.А до УТ-609 по адресу ул. Ветеринарная, 2а - ул. Гагарина, 18	600	435	7,29	10,93	6,01	3,28	1,64	0,55	11,47	2,07	13,54
от ТК-346 - ТК-347 по адресу ул. Н.Сусловой, 2/1 - 24	350	1020	7,82	11,73	6,45	3,52	1,76	0,59	12,32	2,22	14,54
от т.А - Павильон № 1 по адресу ул. Тимирязева, 35 - ул. Студеная, 68а (2 очередь)	600	600	10,05	15,07	8,29	4,52	2,26	0,75	15,83	2,85	18,68
от ТК-217 - ТК-222 по ул. Володарского, 9 - ул. Горького, 164	400	515	4,56	6,83	3,76	2,05	1,03	0,34	7,18	1,29	8,47
от ТК-223 - Павильон № 7 по адресу пл. Свободы, 3	400	260	2,30	3,45	1,90	1,04	0,52	0,17	3,62	0,65	4,27
от ТК-201 - ТК-201/2 по адресу ул. Оранжевая, 26 - ул. Пушкина, 12	350	595	4,56	6,84	3,76	2,05	1,03	0,34	7,19	1,29	8,48
от ТК-201/8 - 201/10 по адресу пр. Гагарина, 7а - ул. Студенческая, 21	350	210	1,61	2,42	1,33	0,72	0,36	0,12	2,54	0,46	2,99
от ТК-206/10 - ТК-206/12 по адресу ул. Костина, 6/1 - 7	300	190	1,25	1,87	1,03	0,56	0,28	0,09	1,97	0,35	2,32
от ТК-501/8 - ТК-501/10 по адресу ул. Ошарская, 13 - 14	350	135	1,04	1,55	0,85	0,47	0,23	0,08	1,63	0,29	1,92

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
от ТК-436/2 - ТК-436/5 по адресу ул. Фрунзе, 23 - 7	350	370	2,84	4,26	2,34	1,28	0,64	0,21	4,47	0,80	5,27
от ТК-430 - ТК-434 по адресу ул. Невзоровых, 111 - ул. Ковалихинская, 100	350	500	3,83	5,75	3,16	1,73	0,86	0,29	6,04	1,09	7,13
от т.А до ТК-421 по ул. Невзоровых, 41	600	150	2,51	3,77	2,07	1,13	0,57	0,19	3,96	0,71	4,67
от ТК-224/3 - ТК-421 по адресу ул. Ванеева, 7 - 9	400	360	3,18	4,78	2,63	1,43	0,72	0,24	5,02	0,90	5,92
от ТК-421а - ТК-422 по адресу ул. Невзоровых, 47	400	240	2,12	3,18	1,75	0,96	0,48	0,16	3,34	0,60	3,95
от ТК-423 - ТК-425 по адресу ул. Невзоровых, 53 - 83	400	170	1,50	2,26	1,24	0,68	0,34	0,11	2,37	0,43	2,80
от ТК-436 - ТК-439 по адресу ул. Ковалихинская, 93а - 97а	350	420	3,22	4,83	2,66	1,45	0,72	0,24	5,07	0,91	5,99
Всего перекладка трубопроводов тепловых сетей ООО "Теплосети", в т.ч.:		18783,00	226,30	339,45	186,70	101,83	50,92	16,97	356,42	64,16	420,57
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК (врезка на ТНС-9) на пр. Ильича, д. 1а	600	250	4,19	6,28	3,45	1,88	0,94	0,31	6,59	1,19	7,78
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК (врезка на ТНС-9) на пр. Ильича, д. 1а	500	125	1,54	2,31	1,27	0,69	0,35	0,12	2,43	0,44	2,86
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК у д. 3 пр. Октября до м-на "Ордер" ТЕ-257 и от ТК-257 до ул. Лоскутова	500	917	11,30	16,95	9,32	5,08	2,54	0,85	17,79	3,20	21,00
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК у д. 3 пр. Октября до м-на "Ордер" ТЕ-257 и от ТК-257 до ул. Лоскутова	400	35	0,31	0,46	0,26	0,14	0,07	0,02	0,49	0,09	0,58

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК у д. 3 пр. Октября до м-на "Ордер" ТЕ-257 и от ТК-257 до ул. Лоскутова	250	15	0,08	0,12	0,07	0,04	0,02	0,01	0,13	0,02	0,15
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы по ул. Комсомольской от ТК у Школы Олимпийского резерва до ТНС-10	300	775	5,09	7,64	4,20	2,29	1,15	0,38	8,02	1,44	9,47
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы по ул. Комсомольской от ТК у Школы Олимпийского резерва до ТНС-10	300	387,5	2,55	3,82	2,10	1,15	0,57	0,19	4,01	0,72	4,73
Уч-к 3 Соцгородской т/трассы по ул. Дружаева от точки окончания кап. Ремонта у д.20 ул. Дьяконова до ТК-18 на ул. Львовская	600	1429	23,93	35,90	19,74	10,77	5,38	1,79	37,69	6,78	44,48
Уч-к 3 Соцгородской т/трассы по ул. Дружаева от точки окончания кап. Ремонта у д.20 ул. Дьяконова до ТК-18 на ул. Львовская	500	714,5	8,80	13,20	7,26	3,96	1,98	0,66	13,86	2,50	16,36
Уч-к 3 Юго-западной т/трассы от опуска у д. 2 ул. Коломенская до выхода на эстакаду у больницы № 40	500	712,2	8,77	13,16	7,24	3,95	1,97	0,66	13,82	2,49	16,31
Уч-к 3 Юго-западной т/трассы от опуска у д. 2 ул. Коломенская до выхода на эстакаду у больницы № 40	300	356,1	2,34	3,51	1,93	1,05	0,53	0,18	3,69	0,66	4,35
Уч-к Ленинской т/трассы вдоль дома 20А пр. Бусыгина от спуска с эстакады до ТК у м-на "Камелия"	500	452	5,57	8,35	4,59	2,51	1,25	0,42	8,77	1,58	10,35

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Уч-к 2 Юго-западной т/трассы от ТК-42 на ул. Гайдара до выхода на эстакаду на ул. Садовой у школы 58	700	2062	41,24	61,87	34,03	18,56	9,28	3,09	64,96	11,69	76,65
Уч-к 2 Юго-западной т/трассы от ТК-42 на ул. Гайдара до выхода на эстакаду на ул. Садовой у школы 58	500	1031	12,70	19,05	10,48	5,72	2,86	0,95	20,01	3,60	23,61
Уч-к Ленинской т/трассы вдоль дома 19 пр. Бусыгина между тепловыми камерами	500	132	1,63	2,44	1,34	0,73	0,37	0,12	2,56	0,46	3,02
Уч-к 1 Юго-западной т/трассы на базе УММ от точки спуска с эстакады до точки подъема на эстакаду	500	225	2,77	4,16	2,29	1,25	0,62	0,21	4,37	0,79	5,15
Уч-к т/трассы ЗКС от ТК-1 (ул. Львовская) до ТК у д.6 ул. Львовская	600	295,8	4,95	7,43	4,09	2,23	1,11	0,37	7,80	1,40	9,21
Уч-к т/трассы ЗКС от ТК-1 (ул. Львовская) до ТК у д.6 ул. Львовская	500	508,8	6,27	9,40	5,17	2,82	1,41	0,47	9,87	1,78	11,65
Уч-к т/трассы ЗКС от ТК-1 (ул. Львовская) до ТК у д.6 ул. Львовская	400	804,6	7,12	10,68	5,87	3,20	1,60	0,53	11,21	2,02	13,23
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы по ул.Сов. Армии от ул. Красnodонцев до ТНС-1	400	683	6,04	9,06	4,99	2,72	1,36	0,45	9,52	1,71	11,23
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы по ул.Сов. Армии от ул. Красnodонцев до ТНС-1	250	341,5	1,81	2,72	1,49	0,82	0,41	0,14	2,85	0,51	3,37
Уч-к т/трассы ЗКС от ТК у д. 2 ул. Львовская до ТК-19 у д. 17 ул. Дружаева	500	506	6,23	9,35	5,14	2,81	1,40	0,47	9,82	1,77	11,59

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Уч-к т/трассы ЗКС от ТК у д. 2 ул. Львовская до ТК-19 у д. 17 ул. Дружаева	400	253	2,24	3,36	1,85	1,01	0,50	0,17	3,53	0,63	4,16
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы по пр. Молодежный от ул. Школьной до ТК у д.1 ул. Краснотонцев	500	446	5,49	8,24	4,53	2,47	1,24	0,41	8,65	1,56	10,21
Т/трасса от ТК на пересечении ул. Школьная и Сов. Армии до ТНС-11	300	252	1,66	2,48	1,37	0,75	0,37	0,12	2,61	0,47	3,08
Т/трасса от ТК на пересечении ул. Школьная и Сов. Армии до ТНС-11	300	124,5	0,82	1,23	0,68	0,37	0,18	0,06	1,29	0,23	1,52
Уч-к 3 Соцгородской т/трассы от отметки земли при выходе из проходного канала через ж/д полотно до линейных задвижек у станции "Кустовая"	600	732	12,26	18,39	10,11	5,52	2,76	0,92	19,31	3,48	22,78
Уч-к 3 Соцгородской т/трассы от отметки земли при выходе из проходного канала через ж/д полотно до линейных задвижек у станции "Кустовая"	300	366	2,41	3,61	1,98	1,08	0,54	0,18	3,79	0,68	4,47
Уч-к 2 Юго-западной т/трассы по ул. Ст.производственников от ТК у д.21А до ТК у д. 23 ул. Лескова	400	1270	11,24	16,85	9,27	5,06	2,53	0,84	17,70	3,19	20,88
Уч-к 3 Юго-западной т/трассы от линейных задвижек на эстакаде у д. 40 ул. Космическая до ТНС-30	500	477	5,88	8,81	4,85	2,64	1,32	0,44	9,26	1,67	10,92

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Уч-к 3 Юго-западной т/трассы от линейных задвижек на эстакаде у д. 40 ул. Космическая до ТНС-30	400	238,5	2,11	3,16	1,74	0,95	0,47	0,16	3,32	0,60	3,92
Уч-к 1 Соцгородской т/трассы от ТК на пр. Молодежный у Клуба Строителей до ТК у дома №1 ул. Обнорского	300	669	4,40	6,60	3,63	1,98	0,99	0,33	6,93	1,25	8,17
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы от забора завода до ТК у окончания проходного тоннеля	600	267	4,47	6,71	3,69	2,01	1,01	0,34	7,04	1,27	8,31
Уч-к 2 Соцгородской т/трассы от забора завода до ТК у окончания проходного тоннеля	500	133,5	1,64	2,47	1,36	0,74	0,37	0,12	2,59	0,47	3,06
Уч-к 1 Юго-западной т/трассы от ТК у д.3 ул. Веденяпина до ТК у д. 1А по ул. Веденяпина	400	531	4,70	7,05	3,88	2,11	1,06	0,35	7,40	1,33	8,73
Уч-к 1 Юго-западной т/трассы от ТК у д.3 ул. Веденяпина до ТК у д. 1А по ул. Веденяпина	300	265,5	1,75	2,62	1,44	0,79	0,39	0,13	2,75	0,49	3,24

3 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных групп источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

3.1 Собственные средства энергоснабжающих предприятий

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Основные теплоснабжающие предприятия г. Нижний Новгород по итогам 2009 года имели положительную рентабельность. Чистая прибыль составила: ОАО «Теплоэнерго» - 173 743 тыс. руб.; ООО «Автозаводская ТЭЦ» - 123 485 тыс. руб.; ООО «Нижновтеплоэнерго» - 68 794 тыс. руб.; ООО «Энергосети» - 7 268 тыс. руб.

В 2010 году чистая прибыль большинства указанных предприятий увеличилась: ОАО «Теплоэнерго» - 291 459 тыс. руб.; ООО «Автозаводская ТЭЦ» - 222 032 тыс. руб.; ООО «Энергосети» - 55 498 тыс. руб. Снижение чистой прибыли ООО «Нижновтеплоэнерго» до 19 328 тыс. руб. произошло, в основном, вследствие сни-

жения объема выручки от основного вида деятельности и увеличения себестоимости продукции.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Создание амортизационных фондов и их использование в качестве источников инвестиций связано с рядом сложностей.

Во-первых, денежные средства в виде выручки поступают общей суммой, не выделяя отдельно амортизацию и другие её составляющие, такие как прибыль или различные элементы затрат. Таким образом, предприятие использует все поступающие средства по собственному усмотрению, без учета целевого назначения. Однако осуществление инвестиций требует значительных единовременных денежных вложений. С другой стороны, создание амортизационного фонда на предприятии может оказаться экономически нецелесообразным, так как это требует отвлечения из оборота денежных средств, которые зачастую являются дефицитным активом.

В современной отечественной практике амортизация не играет существенной роли в техническом перевооружении и модернизации фирм, вследствие того, что этот фонд на поверку является чисто учетным, «бумажным». Наличие этого фонда не означает наличия оборотных средств, прежде всего денежных, которые могут быть инвестированы в новое оборудование и новые технологии.

В этой связи встаёт вопрос стимулирования предприятий в использовании амортизации не только как инструмента возмещения затрат на приобретение основных средств, но и как источника технической модернизации.

Этого можно достичь лишь при создании целевых фондов денежных средств. Коммерческий хозяйствующий субъект должен быть экономически заинтересован в накоплении фонда денежных средств в качестве источника финансирования технической модернизации. Необходим механизм стимулирования предприятий по созданию фондов для финансирования обновления материально-технической базы.

Сумма амортизации, начисленная в 2010 году, составила: ОАО «Теплоэнерго» - 123 744 тыс. руб.; ООО «Автозаводская ТЭЦ» - 221 664 тыс. руб.; ООО «Нижновтеплоэнерго» - 6 528 тыс. руб.; ООО «Энергосети» - 9 961 тыс. руб.

Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию. В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении», ор-

ганы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более;

- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;

- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;

- плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии со ст.23 закона, «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов», п.2, развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п.4, реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст.10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)», п.8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций.

В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Правилами утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.

Правила утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения должны быть утверждены Правительством Российской Федерации, однако по состоянию на июль 2012 года существует только проект постановления Правительства РФ.

Проект Правил содержит следующие важные положения:

1. Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

2. Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с органами местного самоуправления поселений, городских округов.

3. В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схемах теплоснабжения соответствующих поселений, городских округов.

4. Инвестиционная программа составляется по форме, утверждаемой федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

Относительно порядка утверждения инвестиционной программы указано, что орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации:

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если её реализация не приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального)

уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на территории субъекта РФ;

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если её реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), но при этом сокращение инвестиционной программы приводит к сохранению неудовлетворительного состояния надежности и качества теплоснабжения, или ухудшению данного состояния;

- вправе отказать в согласовании инвестиционной программы в случае, если её реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), при этом отсутствуют обстоятельства, указанные в предыдущем пункте.

До принятия всех необходимых подзаконных актов к Федеральному Закону РФ № 190-ФЗ, решение об учете инвестиционных программ и проектов при расчете процента повышения тарифа на тепловую энергию принимается ФСТ РФ.

3.2 Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Программы из средств федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.02.2010 № 102-р была утверждена *Концепция федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы»*.

На основании Концепции Минрегионом РФ разработан проект федеральной целевой программы *«Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2013-2015 годы»*.

Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения.

Для достижения поставленной цели к 2015 г. должны быть решены следующие задачи:

1 Увеличение объема привлечения частных инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство.

2 Повышение эффективности деятельности организаций тепло-, водоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод и организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов, используемых для утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов.

Для реализации поставленных задач за счет средств федерального бюджета будут предоставляться субсидии бюджетам субъектов РФ на возмещение части затрат на уплату процентов по долгосрочным кредитам, полученным в кредитных организациях организациями коммунального хозяйства.

Субсидии региональным бюджетам предоставляются в размере одной второй ставки рефинансирования Центрального банка РФ от суммы кредитов, полученных организациями коммунального хозяйства на осуществление мероприятий, предусмотренных региональными программами комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры.

Субъектом Российской Федерации предоставляются субсидии организациям коммунального хозяйства в рамках мероприятий, предусмотренных региональными программами строительства, реконструкции и (или) модернизации системы коммунальной инфраструктуры. Региональная программа создается на основе утвержденных в установленном порядке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований.

Отбор региональных программ, на поддержку мероприятий которых предусматривается выделение средств федерального бюджета, будет осуществляться ежегодно в 2013-2015 годах Минрегионом России в соответствии с порядком и условиями отбора региональной программы для целей реализации Программы, утверждаемыми Минрегионом России.

Общий объем финансирования Программы в 2013-2015 годах составляет 165 млрд. рублей, в том числе за счет средств:

- федерального бюджета – 15,0 млрд. рублей;
- средств бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов – 15,0 млрд. рублей;
- средств внебюджетных источников – 135 млрд. рублей.

Предлагаемый механизм ежегодного предоставления субсидий региональным бюджетам позволит ежегодно дополнительно привлекать в коммунальный сектор в среднем 45,0 млрд. рублей частных инвестиций, что составляет около 3,4% от сово-

купной годовой выручки секторов тепло- и водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, а также в сфере утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов.

В России также принята и реализуется *Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»*, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 2446-р.

Целями Программы являются:

1. Снижение за счет реализации мероприятий Программы энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации на 13,5%, что в совокупности с другими факторами позволит обеспечить решение задачи по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта на 40 процентов в 2007-2020 годах.

2. Формирование в России энергоэффективного общества.

В рамках Программы реализуются 9 подпрограмм, в том числе:

«Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике»;

«Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры».

Основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры включают:

- введение управления системами централизованного теплоснабжения поселений через единого теплового диспетчера;

- повышение качества теплоснабжения, введение показателей качества тепловой энергии, режимов теплоснабжения и условий осуществления контроля их соблюдения как со стороны потребителей, так и со стороны энергоснабжающих организаций с установлением размера санкций за их нарушение;

- обеспечение системного подхода при оптимизации работы систем централизованного теплоснабжения путем реализации комплексных мероприятий не только в тепловых сетях (наладка, регулировка, оптимизация гидравлического режима), но и в системах теплоснабжения непосредственно в зданиях (утепление строительной части зданий, проведение работ по устранению дефектов проекта и монтажа систем отопления);

- проведение обязательных энергетических обследований теплоснабжающих организаций и организаций коммунального комплекса;

- реализация типового проекта «Эффективная генерация», направленного на модернизацию и реконструкцию котельных, ликвидацию неэффективно работающих котельных и передачу тепловой нагрузки на эффективную когенерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла;

- реализация типового проекта «Надежные сети», включающего мероприятия по модернизации и реконструкции тепловых сетей с применением новейших технологий и снижения на этой основе затрат на транспорт тепла, использованию предварительно изолированных труб высокой заводской готовности с высокими теплозащитными свойствами теплоизоляционной конструкции, герметично изолированной теплоизоляцией от увлажнения извне и с устройством системы диагностики состояния изоляции, обеспечению применения вместо сальниковых компенсаторов сифонных, исключающих утечки теплоносителя;

- совершенствование государственного нормирования и контроля технологических потерь в тепловых сетях при передаче тепловой энергии на основе использования современных норм проектирования тепловых сетей.

Достижение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры планируется с учетом реализации мероприятий, предусмотренных Концепцией федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы».

Средства федерального бюджета, направляемые на реализацию Программы, составляют 70 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011-2015 годы) – 35 млрд. рублей,

II этап (2016-2020 годы) – 35 млрд. рублей;

Средства бюджетов субъектов Российской Федерации составляют 625 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011-2015 годы) – 208 млрд. рублей,

II этап (2016-2020 годы) – 417 млрд. рублей;

Средства внебюджетных источников составляют 8837 млрд. рублей, в том числе:

I этап (2011-2015 годы) – 3310 млрд. рублей,

II этап (2016-2020 годы) – 5527 млрд. рублей.

Бюджет субъекта РФ. Проблема развития теплового хозяйства Нижегородской области затрагивается в следующих действующих в 2012 году документах:

1 Концепция регионального стратегического развития систем теплоснабжения Нижегородской области в 2009-2013 годах.

2 Областная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Нижегородской области на 2010-2014 годы и на перспективу до 2020 года».

3 Программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2012-2016 годы.

4 Областная целевая программа «Развитие социальной и инженерной инфраструктуры как основы повышения качества жизни населения Нижегородской области на 2012-2014 годы».

Концепция регионального стратегического развития систем теплоснабжения Нижегородской области в 2009-2013 годах утверждена постановлением Правительства Нижегородской области от 11.09.2009 N 667.

Целями разработки Концепции являются:

- повышение эффективности деятельности теплоэнергетических комплексов муниципальных образований Нижегородской области для обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей Нижегородской области;

- консолидация усилий Нижегородской области, городских (сельских) поселений и городских округов Нижегородской области по вопросу развития теплоэнергетического комплекса Нижегородской области;

- обеспечение привлечения инвестиций и гарантий их защиты и возвратности вложения в теплоэнергетические комплексы городских (сельских) поселений и городских округов Нижегородской области;

- повышение инвестиционной привлекательности теплоэнергетического комплекса Нижегородской области.

В Концепции предлагается внедрение следующих основных направлений инновационных ресурсосберегающих технологий, которые позволят сократить расходы при эксплуатации теплоэнергетических объектов:

- внедрение трубопроводов из сшитого полиэтилена (СПЭ) и стальных труб в пенополиуретановой изоляции (ППУ) в тепловых сетях;

- реконструкция и модернизация котельных с установкой современных водогрейных и паровых котлов с высоким КПД, автоматизацией, диспетчеризацией, а также реконструкция котельных с переводом нагрузок потребителей на близлежащие котельные (ликвидация неэкономичных котельных);

- строительство блочно-модульных котельных;

- внедрение узлов учета тепловой энергии (УУТЭ);
- внедрение частотно-регулируемых электроприводов (ЧРП) насосов теплоснабжения;
- диспетчеризация центральных тепловых пунктов;
- автоматизация котельных и центральных тепловых пунктов;
- комплексная автоматизация систем теплоснабжения;
- внедрение когенерационных установок;
- использование возобновляемых источников энергии;
- поэтапное создание единой системы учета потребления энергоресурсов (АСКУЭПР) там, где это технически целесообразно.

Прогноз потребности теплоэнергетических комплексов муниципальных образований в инвестиционных ресурсах на период с 2009 года по 2013 год оценен в объеме 24495,45 млн. руб.

При этом указывается, что тариф на тепловую энергию не включает средств, достаточных для осуществления комплекса мероприятий, необходимых для реконструкции и (или) модернизации теплоэнергетических активов для достижения положительного экономического эффекта, поскольку рост тарифов ограничен предельными уровнями тарифов на тепловую энергию.

Проведение мероприятий по развитию теплоэнергетического комплекса Нижегородской области в соответствии с Концепцией предлагается осуществлять преимущественно за счет привлеченных денежных средств.

Предусматриваются следующие источники финансирования модернизации и реконструкции теплоэнергетического комплекса:

- федеральный бюджет: средства Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства, получаемые в установленном порядке на модернизацию и реконструкцию инженерных коммуникаций при проведении капитального ремонта многоквартирных домов и строительство новых теплоэнергетических мощностей и сетей в рамках региональных адресных программ переселения граждан из аварийного жилищного фонда;

- областной бюджет Нижегородской области и бюджеты муниципальных образований: в виде ежегодно предусматриваемых в установленном порядке средств на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства в рамках областной целевой программы «Развитие социальной и инженерной инфраструктуры как основы повышения качества жизни населения Нижегородской области»;

- средства финансовых структур, участвующих в реализации различных программ в сфере жилищно-коммунального хозяйства: ОАО «Банк ВТБ» (на модернизацию и реконструкцию систем водоснабжения, теплоснабжения, электроснабжения, водоотведения), ЕБРР (на модернизацию водоснабжения, теплоснабжения, водоотведения, системы сбора, вывоза, утилизации отходов), всемирный банк ВБ (на инвестиции в сфере жилищного строительства и коммунальной инфраструктуры);

- средства прочих финансовых институтов: банки, паевые и инвестиционные фонды, портфельные и профильные инвесторы (долгосрочное кредитование - от 5 до 15 лет, займы, участие в уставном капитале - покупка долей акций, долговых ценных бумаг);

- собственные средства теплоснабжающих организаций.

Концепцией предполагается использование государственной поддержки инвесторов, реализующих приоритетный инвестиционный проект Нижегородской области. Основания и порядок признания инвестиционного проекта приоритетным определены Законом Нижегородской области от 31 декабря 2004 года N 180-З «О государственной поддержке инвестиционной деятельности на территории Нижегородской области». Порядок и условия предоставления инвестиционным проектам статуса приоритетного установлены постановлением Правительства Нижегородской области от 26 февраля 2006 года N 56 «О порядке и условиях предоставления инвестиционным проектам статуса приоритетных, заключения инвестиционных соглашений и контроля за ходом их реализации».

Государственная поддержка в части тарифного регулирования позволяет включить в инвестиционные программы теплоснабжающих организаций проекты строительства и реконструкции теплоэнергетических объектов, при этом соответствующее тарифное регулирование должно обеспечиваться на всех трех уровнях регулирования: федеральном, уровне субъекта Российской Федерации и на местном уровне.

Областная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Нижегородской области на 2010-2014 годы и на перспективу до 2020 года» утверждена постановлением Правительства Нижегородской области от 31.08.2010 № 560.

Основная цель программы – ежегодное снижение энергоемкости региональной экономики не ниже чем на 3% в год за счет внедрения энергосберегающего оборудования, технологий, материалов, оптимизации режимов производства и потребления энергетических ресурсов; повышение надежности функционирования объек-

тов тепло- и электрогенерации, сетевого хозяйства и коммунальной инфраструктуры; экономия топливно-энергетических ресурсов, переход на оплату за фактически потребленные энергетические ресурсы по показаниям приборов учета, что создаст условия для развития эффективной, динамично растущей и сбалансированной экономики Нижегородской области, что является неотъемлемым условием достижения главной цели Стратегии развития Нижегородской области – уровень благосостояния населения и высокие стандарты качества жизни.

Реализация мероприятий в сфере теплоснабжения приведет к модернизации 30 котельных с установкой нового вспомогательного оборудования.

Программой определен порядок формирования, распределения и использования субсидий, предоставляемых бюджетам муниципальных районов и городских округов.

Субсидии предоставляются при условии участия муниципальных районов и городских округов Нижегородской области в реализации мероприятий Программы путем их софинансирования.

Критериями отбора муниципальных районов и городских округов Нижегородской области в целях предоставления субсидий являются:

- наличие объектов капитального строительства высокой степени технической готовности в 2011 году (не менее 75%), строительство (приобретение) которых обеспечит применение энергосберегающих технологий, имеющих проектно-сметную документацию;

- уровень софинансирования за счет средств местного бюджета не менее 7%.

Программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2012-2016 годы утверждена приказом министерства жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Нижегородской области от 28 апреля 2012 г. N 44.

Целью Программы является развитие электроэнергетики Нижегородской области. Для достижения указанной цели должны быть решены следующие задачи:

- повышение энергобезопасности и надежности энергообеспечения потребителей области;

- модернизация технологической базы энергетического комплекса Нижегородской области и обеспечение воспроизводства его вырабатываемой ресурсной базы, техническое перевооружение и реконструкция существующих производственных мощностей;

- создание новых генерирующих мощностей и линейных объектов, усиление внутрисистемных и межсистемных высоковольтных линий электропередачи;
- повышение энергоэффективности экономики области.

В соответствии с приведенным в программе прогнозом, потребление тепловой энергии в Нижегородской области в период 2011-2016 гг. будет увеличиваться со среднегодовым темпом прироста 1% и к концу 2016 года составит 36516 тыс. Гкал. При этом конечное потребление тепла достигнет 32401 тыс. Гкал, увеличившись по сравнению с 2010 годом на 1646 тыс. Гкал. Потери теплоэнергии при распределении также будут возрастать, но меньшим темпом, чем теплотребление, примерно на 0,4% в год.

Большая часть прироста конечного потребления теплоэнергии в базовом варианте будет обеспечена за счет обрабатывающей промышленности, теплотребление которой с 2011 по 2016 г. будет прирастать в среднем на 2,1% ежегодно. Возрастет расход тепла в сельском хозяйстве, в строительстве, на транспорте. В сфере услуг, включая бюджетные учреждения, и у населения теплотребление снизится.

В период до 2016 года планируется реконструкция действующих и строительство новых электро- и теплогенерирующих установок, в том числе по г. Нижний Новгород: реализация проекта строительства ПГУ блока 440 МВт на Автозаводской ТЭЦ в период до 2015 года с выводом из эксплуатации 2 очереди электростанции;

Областная целевая программа «Развитие социальной и инженерной инфраструктуры как основы повышения качества жизни населения Нижегородской области на 2012-2014 годы» утверждена постановлением Правительства Нижегородской области от 7 октября 2011 г. N 814.

Главной целью реализации Программы является создание материальной базы развития социальной и инженерной инфраструктуры для обеспечения решения главной стратегической цели – повышение качества жизни населения Нижегородской области. Для достижения поставленной цели необходимо выполнение следующих задач:

- 1 Повышение уровня обеспеченности объектами социальной и инженерной инфраструктуры как городского, так и сельского населения области.
- 2 Повышение оснащенности объектов социальной инфраструктуры инженерными коммуникациями.
- 3 Сокращение объемов незавершенного строительства.
- 4 Ввод в действие ряда объектов-долгостроев.
- 5 Строительство объектов в моногородах.

Согласно программе, объекты коммунального хозяйства по Нижегородской области существенно изношены. Так, например, канализационные сети области имеют износ от 92 до 100% и находятся в аварийном состоянии.

Необходимо больше внимания уделять строительству и реконструкции источников теплоснабжения, расположенных в северных районах области. Для реализации этого мероприятия должны предусматривать перевод котельных с привозных видов топлива (мазут и уголь) на местное (торф и щепу). Это позволит уменьшить зависимость Нижегородской области от мазута и угля, что приведет к сокращению ресурсозатрат, а, следовательно, уменьшению тарифа на теплоснабжение.

За 2007-2011 годы в рамках реализации программы было построено 37 и реконструировано 29 коммунальных объектов. В 2011 году в рамках программы планируется построить и реконструировать еще 8 объектов (6 котельных, 2 объекта инженерных коммуникаций).

В 2012-2014 годах будет введено в действие 169 объекта строительства и 41 объектов реконструкции, в том числе 51 объект коммунального хозяйства, из них: 48 объектов водоснабжения, 2 объекта очистных сооружений, тепловые сети.

Программа предполагает финансирование за счет средств бюджетов всех уровней в сумме 16145586,97 тыс. руб.

Местный бюджет. В настоящее время в г. Нижний Новгород действует *Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Нижнего Новгорода на 2006-2012 годы*, утвержденная постановлением Городской Думы от 14.12.2005 N 94.

Программа разработана на основе данных муниципальных предприятий и организаций, в которых имеется доля муниципальной собственности, и обеспечивает развитие систем и объектов коммунальной инфраструктуры в соответствии с документами территориального планирования.

Финансовые потребности организаций коммунального комплекса, участвующих в реализации Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, которые необходимы для реализации их инвестиционных программ, обеспечиваются за счет средств, поступающих от реализации товаров (оказания услуг) указанных организаций, а также за счет платы за подключение к сетям инженерно-технического обеспечения.

Программа составлена с учетом планируемого в 2006-2012 годах строительства жилья, торгово-развлекательных и гостиничных комплексов, а также объектов социальной инфраструктуры.

В разделе «теплоснабжение» программы заложены мероприятия по реконструкции и строительству котельных, тепловых сетей и ЦТП со следующим объемом финансирования (по предприятиям):

- 1.МП «Теплоэнерго» – 1 952 800 тыс. руб. в т.ч.:
 - новое строительство теплоэнергетических объектов – 870 100 тыс. руб.;
 - модернизация существующих теплоэнергетических объектов – 1 082 700 тыс. руб.;
- 2.ООО «Автозаводские энергетические сети» – 722 100 тыс. руб.;
- 3.ЗАО «ТЭК-НН» – 78 000 тыс. руб.;
- 4.ОАО «Территориальная генерирующая компания N 6», Нижегородский филиал, Сормовская ТЭЦ – 710 908 тыс. руб.;
- 5.ООО «Энергосети» – 248 456,11 тыс. руб.

4 Расчеты эффективности инвестиций

4.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей

Выбор перспективных вариантов развития и реконструкции систем теплоснабжения определялся исходя из эффективности капитальных вложений. В рассматриваемых вариантах предполагается использование существующих тепловых сетей (для отопления и горячего водоснабжения с их необходимой реконструкцией или развитием), а также строительство новых тепловых источников (ТЭЦ, котельных) для обеспечения тепловой энергией перспективных тепловых нагрузок.

Методика оценки эффективности варианта сооружения новых энергоисточников (котельных, мини-ТЭЦ, ГТУ ТЭЦ и ПГУ ТЭЦ) проводилась в соответствии с методическими рекомендациями [1, 2], адаптированными к расчету систем электро- и теплоснабжения [3] на стадии прединвестиционных исследований [4] по следующим критериям:

- *чистый дисконтированный доход (ЧДД)*, представляющий собой сумму дисконтированных финансовых итогов за все годы функционирования объекта от начала вложения инвестиций до окончания эксплуатации (проекты, имеющие положительное значение ЧДД, не убыточны, так как отдача на капитал превышает вложенный капитал при данной норме дисконта);

- *внутренняя норма доходности (ВНД)*, которая представляет собой ту норму дисконта, при которой отдача от инвестиционного проекта равна первоначальным инвестициям в проект;

- *индекс выгодности инвестиций (ИВИ)*, т.е. отношение отдачи капитала (приведенных эффектов) к вложенному капиталу (при его использовании принимаются проекты, в которых значение этого показателя больше единицы);

- *срок окупаемости* или *период возврата капитальных вложений*, т.е. период, за который отдача на капитал достигает значения суммы первоначальных инвестиций (его рекомендуется вычислять с использованием дисконтирования).

Если в каком-то году значение ЧДД оказывается меньше нуля, то это означает, что проект не эффективен. Тогда необходимо определить цены на тепло или электроэнергию, при которых поток кассовой наличности и величина ЧДД становятся больше нуля. Поток кассовой наличности рассчитывается таким образом, чтобы

возможные затраты и издержки (в том числе на модернизацию) могли быть компенсированы в любом году накопленными излишками.

4.2 Цены на газ и тарифы на электроэнергию и тепло

Правительство РФ протоколом от 21.09.2011г. № 32 одобрило прогноз динамики стоимости услуг естественных монополий на период 2012-2014 гг.

Определено, что индексация тарифов на природный газ будет осуществляться в последующие годы (начиная с 2012 г.) с 1 июля, а не с 1 января, как планировалось ранее.

При этом ежегодный темп роста цен на газ составит 15% для всех групп потребителей, кроме 2012 г. – 10,4% и 7,1% соответственно для населения и прочих потребителей (таблица 34).

В соответствии с Государственной ценовой политикой в области газоснабжения к 2015 г. в России прогнозируется переход от государственного регулирования оптовых цен на газ к ценообразованию на газ для внутренних потребителей, основанному на принципе равнодоходности продаж газа на внутреннем и внешнем рынках. При этом сохранится государственное регулирование тарифов на транспортировку газа и платы за снабженческо-сбытовые услуги на территории страны. Равнодоходная цена газа определяется исключением из экспортной цены газа таможенной пошлины, затрат на транзит, хранение и реализацию газа за пределами РФ и разницы в расходах по транспортировке газа до границы и потребителям на внутреннем рынке.

На оптовые цены для населения предполагается сохранить государственное регулирование.

Таблица 34 - Прогноз оптовой цены на газ для конечных потребителей (на конец года), руб./тыс. м³

Потребитель	2011 г. (факт)	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Для всех категорий потребителей, кроме населения	3101	3566	4101	4716
Для населения	2312	2659	3058	316

Цены на покупку электроэнергии для всех потребителей, кроме населения, с 2011 г. в ценовых зонах являются «свободными».

Рост цен на электроэнергию (регулируемых тарифов и рыночных цен) для всех категорий потребителей предполагается в 2012 г. на уровне 7-8%, в 2013-2014

гг. - 9-11% ежегодно, а для населения – 3% (2012 г.), 8-9% (в 2013 г.) и 10-12% (в 2014 г.).

С учетом прогноза Минэкономразвития был сделан прогноз динамики изменения цен на электроэнергию для всех категорий потребителей и для населения (таблица 35).

Таблица 35 - Прогноз цен на электроэнергию (на конец года), руб./тыс. кВт*ч

	2011оценка	2012	2013	2014
Для всех категорий потребителей, кроме населения	3078	3278-3309	3573-3673	3895-4077
Для населения	2960	3 138	3451-3514	3796-3936

Тарифы на тепловую энергию полностью регулируются государством.

Согласно прогнозам Минэкономразвития индексация регулируемых тарифов на тепловую энергию будет произведена два раза в 2012 г. - на 6% с 1 июля и ещё на 6% с 1 сентября, в 2013 г. - на 8% и в 2014 г. - на 12%. В результате в среднем за год рост регулируемых цен на тепловую энергию составит в 2012 г. 4,8%, в 2013 г. – 11% и в 2014 г. - 9,5-10%. В результате, в 2012 г. рост тарифа на тепловую энергию будет ниже темпов инфляции.

Однако министерство в своих комментариях отмечает, что региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифные ставки, если существует критическая потребность в инвестициях в сектор. В то же время мы видим, что темпы роста тарифов на тепло в 2013-2014 гг. ниже темпов роста цен на газ.

С учетом предложенных темпов роста выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей пяти крупных теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород на период до 2027 года (таблица 36).

Таблица 36 – Прогноз одноставочных тарифов на тепловую энергию в горячей воде для потребителей крупных теплоснабжающих организаций г. Нижний Новгород до 2027 года

Наименование организации	2012 г.*	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2018 г.	2021 г.	2024 г.	2027 г.
ООО «Энергосети»	1419,95	1534-1562	1718-1749	1889-1924	2532-2647	3239-3639	933-4656	4534-5646
ОАО «Теплоэнерго»	1604,38	1533-1562	1717-1749	1889-1924	2531-2647	3238-3638	932-4655	4534-5645
ООО «Нижновтеплоэнерго»	1415,82	1529-1557	1713-1744	1884-1919	2524-2639	3229-3628	921-4642	4521-5629
ООО «Автозаводская ТЭЦ»	637,13	705-719	90-805	869-885	1165-1218	1490-1674	809-2142	2086-2597
ОАО «Территориальная генерирующая компания N 6», Сормовская ТЭЦ	693,38	749-763	839-854	923-940	1236-1293	1582-1777	920-2273	2214-2757

* На период с 01.09.2012 по 31.12.2012.

4.3 Эффективность от закрытия малоэффективных котельных с передачей потребителей другим теплоисточникам

В результате закрытия 30 котельных (с передачей потребителей для снабжения тепловой энергией другим более эффективным источникам) экономия топлива может составить 5264,7 т у.т. или более 10 % (таблица 37), от сжигаемого в настоящее время топлива.

Таблица 37 - Экономия топлива при закрытии котельных с передачей потребителей другим источникам тепла

Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Годовой расход топлива (текущий), т у.т.	Удельный расход топлива (текущий), кг у.т./Гкал	Удельный расход топлива альтернативного источника (текущий), кг у.т./Гкал	Экономия топлива, т у.т.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Котельная бани №10, ул. Свободы, д.83а	МП "Нижегородские бани"	379,31	195,82	172,49	45,19	Переключение на котельную Союзная, 43
Котельная ул. Водопроводная отдельностоящая, Московское шоссе, д.15а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	8226	159,90	149,00	560,70	С 2019 г. с переключением на Сормовскую ТЭЦ
Котельная 17 квартал отдельностоящая, ул. Куйбышева, 41а	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3563	174,71	149,00	524,29	С 2018 г. с переключением на Сормовскую ТЭЦ
Котельная отдельностоящая, ул. Конотопская, 4а	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	372	191,16	185,28	11,45	Закрывается с переключением на Конотопскую, 5
Котельная отдельностоящая, ул.Херсонская, д.16а (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	897	148,09	154,22	-37,12	Закрывается с переключением на котельную «Ленинская»
Котельная, ул.Профинтерна, д.7Б	ООО "Генерация тепла"	258	189,43	161,41	38,17	Закрывается с переключением на котельную Архитектурную, 2д (ООО Генерация тепла)
Котельная, ул. Ленина, д.22в	ООО "Генерация тепла"	1438	191	175	123,51	Закрывается с переключением на котельную Академика Баха

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6	7
Котельная "Мостоотряд", пос. Мостоотряд, 32А	ООО "Генерация тепла"	3247	186,61	170,00	289,00	Закрывается с переключением на Мостоотряд (новый источник)
Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д.71а	ООО "Генерация тепла"	1005,26	196,72	151,30	232,12	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
Котельная, ул. Львовская, д.7а	ООО "Генерация тепла"	991	191	151,30	206,10	Закрывается с переключением Автозаводскую ТЭЦ 3-я соц. Городская ветка
Котельная Инфекционной больницы №23 отдельностоящая, пр. Ильича, д.54а	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	386	193	151,30	84,10	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д.1	ОАО "Колос-3"	1800,34	228,12	151,30	606,28	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
Котельная встроенная, ул. Б. Покровская, д.16	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	302	194,59	158,74	55,72	Закрывается с переключением на НТЦ
Котельная отдельностоящая, ул. Б. Покровская, д.32	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1050,86	186,62	158,74	157,00	Закрывается с переключением на НТЦ
Котельная БОК, ул. Новая, д.13а	МП "Нижегородские бани"	924,084	226,38	158,74	276,11	Закрывается с переключением на НТЦ
Котельная встроенная, ул. Генкиной, д.37	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	382,29	193,47	158,74	68,62	Закрывается с переключением на НТЦ
Котельная отдельностоящая, ул. Ванеева, д.63	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1633,37	186,84	158,74	245,68	Закрывается с 2016 г. и с переключением на НТЦ
Котельная встроенная, пер. Рубо, 3		420	174,42	174,02	0,96	С переключением на Ленина, 5а
Котельная отдельностоящая Роддом №6, ул. Сутырина, д.19а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	116	240,66	э/э	116,00	Закрывается в связи с установкой у потребителя электрооборудования

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6	7
Котельная крышная, ул. Белинского, д. 62	ООО "Нижегородстрой"	416,68	186,77	158,74	62,54	Закрывается перевод на НТЦ
Котельная, ул. Архитектурная, д.2д	ООО "Генерация тепла"	2896	161,41	161,41	0,00	Закрывается с подключением с 2017 на Архитектурную, 2б
Котельная, ул. Белинского, д. 61	ООО "Нижегородский завод "Старт"	3356,8	163,50	158,74	97,73	Перевод в ЦТП на НТЦ
Котельная ул. Заломова, д.5	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	335,81	158,73	158,73	0,00	Закрывается с переключением на Нижегородскую, 29
ул.Батумская 5, ул. Углова, д.7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	3268,8	170,90	170,00	17,21	Закрывается с переключением на НТЭЦ (новый источник), установка ЦТП
Котельная ул. Мончегорская, 11		4396,46	192,66	151,30	943,83	Закрывается с переводом на Автозаводскую ТЭЦ
Котельная отдельностоящая Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д.1в	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	4656	171,63	171,63	0,00	Закрывается с переключением на Центр Сорново, Энгельса, д.1б
Котельная Больница №10, ул. Чонгарская, 43а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	349	181,63	174,02	14,62	Закрывается с переключением на Ленина, 5а
Котельная отдельностоящая, больница №35, ул. Республиканская, д.47а		1001,26	200,81	185,03	78,68	Закрывается с переводом на Звенигородский пр.8а
Котельная отдельностоящая, ул. Нестерова, д.31	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1204,57	182,51	158,74	156,90	Закрывается с переводом на НТЦ
Котельная фабрика "Рекорд" отдельностоящая, ул. Гордевская, д.61в		1941	175,1	149,00	289,32	Закрывается с переводом в ЦТП на Сорновскую ТЭЦ
	ИТОГО	51214,5			5264,7	

4.4 Техническое перевооружение котельных

При модернизации 73 котельных путем замены существующего оборудования на современное экономия топлива составит 22303,95 т у.т. или 4,81 % (таблица 38).

Таблица 38 - Экономия топлива при модернизации котельных путем замены оборудования

Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Годовой расход топлива (текущий), т у.т.	Удельный расход топлива (текущий), кг у.т./Гкал	Экономия топлива, т у.т.
1	2	3	4	5
Котельная 9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	12004	172,90	548,54
Котельная 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6б	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11677	181,33	1051,33
Котельная 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11474	163,99	0,00
Котельная в/ч 40636, ул. Свободы, д.95	Нижегородская КЭЧ МО РФ	474	198,33	79,65
Котельная, ул. Гоголя, д.9д	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1146,86	202,77	213,62
Котельная, ул.Донецкая, д.9в	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	6040,00	172,77	271,76
Котельная ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д.26а	ГУИН НО Минюста РФ	4780,8	180,61	413,25
Котельная школа №90, пер. Общественный, д.6а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	115	181,96	10,72
Котельная депо №2, ул. Сормовское шоссе, д.1б	МП "Нижегородэлектротранс"	348	198,97	59,42
Котельная РЭБ Флота отдельностоящая, ул. Правдинская, д.27	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	854,00	174,36	45,83
Котельная "Ипподром", ул. Ленина, д.51, корп.10	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	6303,00	173,06	293,70
Котельная «Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А	ООО "Автозаводская ТЭЦ"	59743	154,22	0,00
Котельная ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д.9д	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1799	195	274,93
Котельная отдельностоящая НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д.22е	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1408	195	218,07
Котельная крышная, ул. Ульянова, д.47	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	240	172	9,65
Котельная пристроенная, ул. Воровского, д.3	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	623	172	26,66
Котельная, наб. В.Волжская, д.18	ГИТО	1178	186	130,70
Котельная, ул. Нестерова, д.5	Волжская госакадемия водного транспорта	887	210	191,00
Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д.28	НГТУ им.Р.Е.Алексеева	1449	227	395,40
Котельная БОК, ул. Ковалихинская, д.58	МП "Нижегородские бани"	541	176	35,25
Котельная, школа №151, ул. Панина, д.10б	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	800,11	154,10	0,00
Котельная Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д.8в	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	1274,29	196,20	202,62
Котельная Центра Юннатов, ул. Овражная	Областной Центр развития творчества детей	12,86	321,50	6,26
Котельная, ул. Республиканская, д.22	Приволжский РЦГМСН ФГУП "Волгагеология"	276,11	219,83	68,87

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5
Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д.18		40275	152,74	0
Котельная отдельностоящая, мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д.9	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	14802,51	177,50	1042,34
Котельная МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д.Б.Константиново, ул. Борисова, д.40	Департамент образования	45	416,67	27,18
Котельная медсклад, ул. Ларина, д.14	ГУЗ НО мед.центр моб-резервов "РЕЗЕРВ"	64,29	306,14	29,64
Котельная отдельностоящая, ул. Белинского, д. 32	ООО "Теплосервис"	909	175	49,77
Котельная отдельностоящая, ул. Минаева, д. 43а	ООО "Теплосервис"	275	171	10,26
Котельная крышная, ул. Пожарского, д. 5	ТСЖ "Пожарского, 3"	681	159	0,00
Котельная (крышная), ул. Варварская, д. 40а	ООО "ВВСК Жилсервис"	578	159	0,00
Котельная крышная, ул. Варварская, д.7	ТСЖ "Черный пруд"	854	328	423,94
Котельная, ул. Володарского, д.40	ООО "Стройснабинвест"	533	164	0,00
Котельная, ул. Белинского, д.58/60	ТСЖ "Рубин"	407	154	0,00
Котельная ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6	ФГОУ СПО "НРТК"	703,89	212,02	156,09
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/1	ТСЖ "Европейский квартал"	471,31	155,55	0,00
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/2	ТСЖ "Европейский квартал"	459,2	155,14	0,00
Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/3	ТСЖ "Европейский квартал"	444	155,41	0,00
Котельная, пос. Ляхово	Областная психоневрологическая больница №1	3166,58	186,53	365,54
Котельная, ул. Ларина, д.19	ОАО МК "Нижегородский"	10453,71	184,36	1097,88
Котельная отдельностоящая "Квартал Д", пр. Ленина, 5а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	7448,8	174,02	386,14
Котельная ул. Климовская 86, ул. Климовская, д.86а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	9007,54	161,21	0,00
Котельная, ул. Памирская, 11	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	16419	172,26	691,86
Котельная ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д.19	ФГУП "НПП "Полет"	18926	160	0,00
Котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б	ООО "Нижновтеплоэнерго"	61040	170	1847,06
Котельная, пр. Гагарина, д. 174	ФГУП "Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе"	11459	179	871,63
Котельная отдельностоящая, ул. Пугачева, д.2	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	8508	225,60	2285,52
Котельная отдельностоящая, ул. Металлистов, 4б	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	1616	190,61	217,13
Котельная отдельностоящая, ул. Красных Зорь, д.4а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	6670	197,88	1108,18
Котельная отдельностоящая, ул. Гастелло, д.1а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	5928	194,06	887,58
Котельная, ул. Ивана Романова отдельностоящая, д.3а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	2076,34	185,42	228,67

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5
Котельная кв. "Ржавка", ул. Комарова, д.14Б	ООО "Генерация тепла"	1703,00	198,809	289,61
Котельная, ул. Премудрова, д.12а	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	14323	172,53	625,20
Котельная ул. Краснозвездная, д. 17		6515,31	174,67	360,7
МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда (0,2 Гкал/ч, 2016 г.)		42,32	395,51	24,66
пр. Гагарина, д.156		1731,43	200,17	304,18
ул. Радистов, д.24		3117,03	174,30	166,34
ул. Терешковой, д.7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	6469,83	170,56	211,05
МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д.15	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	0	0	0,00
Медицинская Академия, ул. Гагарина, д.70а	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	8840,46	174,67	489,32
Котельная отдельностоящая (БМК), ул. Римского-Корсакова, 50	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	2224	172,76	99,95
Котельная отдельностоящая, ул. Таллинская, д.15в	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	16130	156,92	0,00
Котельная отдельностоящая, ул. Мурашкинская, 13	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	9417	169,76	264,12
Котельная ул. Люкина, д.6а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	2792	177,00	189,29
Котельная отдельностоящая, пр. Героев, д.13	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	1902	177,66	135,51
Котельная отдельностоящая, пер. Плотничный, д.11	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0	0	0,00
Котельная БОК, ул. Октябрьской революции, д.62	МП "Нижегородские бани"	924,1	226	250,55
Котельная Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д.8а (4,8 Гкал/ч, 2013 г.)		1320,91	185,03	142,99
Котельная отдельностоящая, бульвар Мира, 4а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	1150	188,68	144,33
Котельная отдельностоящая, ул. Горького, д.4а	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	12122	179	927,65
Котельная, ул.Горная, д.13		9393,71	177,50	661,41
Котельная отдельностоящая, ул. Московское шоссе, 219а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	1830	189,25	234,45
Котельная отдельностоящая, ул. Лесной городок, 6А (3*ДЕ-25/14, 48,6 Гкал/ч с 2013 г.)		12045,49	172,28	509,00
	Итого	463663		22303,95

4.5 Замещение котельных путем строительства новых БМК

Эффективность использования небольших котельных повышенной заводской готовности (блочно-модульные котельные) определяется: а) простотой конструкций, быстротой и легкостью монтажа; б) меньшей на 30-40 % металлоемкостью сооружений и на 35-80 % стоимостью строительно-монтажных работ; в) в 6-7 раз меньшими трудозатратами; г) сокращением в 10 раз расхода сборного и монолитного железобетона.

бетона; д) уменьшением в 1,5-2 раза эксплуатационных затрат; е) низкими расходами топлива, так КПД котельных достигает 90-92 %, а удельный расход топлива на отпуск тепла составляет 158-162 кг у.т./Гкал.

Исходя из среднего удельного расхода топлива в размере 160 кг у.т./Гкал на 16 новых БМК экономия топлива составит 3695,67 т у.т. или 12,46 % (таблица 39).

Таблица 39 - Экономия топлива при строительстве новых БМК

Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Годовой расход топлива (текущий), т у.т.	Удельный расход топлива (текущий), кг у.т./Гкал	Экономия топлива, т у.т.	Примечание
1	2	3	4	5	6
Котельная отдельная "КЭЧ", ул. Федосеенко, д.89а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	2000	195,56	363,68	Строительство БМК 12 МВт (3 по 4) и перевод на нее 4 Гкал/ч с котельной Электромаш
Котельная в/ч 48422, ул. Планетная	Нижегородская КЭЧ МО РФ	1314	198,73	256,08	Строительство БМК 3,5 МВт (2 по 1,75)
Котельная отдельная, ул. Невельская, 9а	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1390	201,13	284,24	Строительство БМК с 2014 года 4 МВт (2 по 2)
Котельная, ул. Завкомовская, д.8	ООО "Генерация тепла"	1438,0	181,588	170,95	Строительство БМК с 2015 года 4 МВт (2 по 2) и подключение части потребителей (2,42 Гкал/ч) от котельной Премудрова, 12а
Котельная, ул. Снежная, д.100б	ООО "Генерация тепла"	1282,000	206,741	289,84	Строительство БМК 3 МВт (2 по 1,5)
Котельная, ул. Геройская, д.2а	ООО "Генерация тепла"	1609	185,71	222,76	Строительство БМК 4,5 МВт (3 по 1,5)
Котельная школы №16, ул. Ляхова, д.92а (Гнилицы)	ООО "Генерация тепла"	56,69	198,91	11,09	Строительство БМК 0,4 (2 по 0,2) с 2017 г.
Котельная, ул. Комарова, д.3	ООО "Генерация тепла"	902,00	163,23	17,84	Строительство БМК 2 МВт (2 по 1)
Котельная МДОУ №43 "Детсад худож.-эстетического развития", ул. Зенитчиков, д.7а	Департамент образования	33,43	293,25	15,19	Перевод на газ Строительство БМК 0,6 МВт (2 по 0,3)
Котельная школы №145, ул. 19 Линия, д.25а (Н.Доскино)	ООО "Генерация тепла"	84,00	183,41	10,72	Строительство БМК 0,4 (2 по 0,2) с 2017 г.

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6
Котельная отдельная, ул. Родионова, д.286	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	118	195	21,01	Перевод газ Строительство БМК 0,4 МВт (2 по 0,2)
Котельная отдельная Дом интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город", к.п. Зеленый город	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	724	183	90,19	Строительство БМК 1 МВт (2 по 0,5)
Котельная, к.п. Зеленый город	ООО "Санаторий им. ВЦСПС"	2026	177	189,83	Строительство БМК мощностью 6 МВт (3 по 2 МВт)
Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д.24		972,91	187,03	140,59	Строительство БМК 5 МВт (2 по 2,5)
ООО "Агрокомплекс "Доскино", ул. Заслонова, д.20		14899,43	176,53	1394,79	Строительство БМК 10 МВт рядом с существующей котельной на 118 Гкал/ч (4 по 2,5)
Котельная, к.п. Зеленый город	Пансионат ветеранов войны и труда "Зеленый город"	601	236	192,96	Строительство БМК мощностью 3 МВт (2 по 1,5 МВт)
Школа №114, ул. Земляничная, д.16 (Стригино) 0,46 МВт с 2018 г.		101,14	164,72	2,90	Строительство БМК мощностью 0,46 МВт
Итого		29670		3695,67	

4.6 Эффективности строительства новых ТЭЦ

Оценка технико-экономической эффективности новых ТЭЦ в ценовых условиях 2012 г. показала следующее (таблица 40):

- срок окупаемости инвестиций составляет 8-13 лет, что вполне приемлемо в современных условиях;
- внутренняя норма доходности (ВНД) составляет 9,77-34,05 %;
- строительство ПГУ ТЭЦ без пиковых котельных не эффективно (см. ТЭЦ «Мостоотряда» с 4-мя блоками ПГУ-70);
- необходимо также максимальное стремление к уменьшению сроков инвестирования (см. ТЭЦ «Московское шоссе» со сроками инвестирования в 17 лет, согласно графикам ввода тепловых мощностей).

Таблица 40 - Основные технико-экономические показатели эффективности развития новых ТЭЦ

	Нижегородская ТЭЦ	ТЭЦ "Мостоотряда"		ТЭЦ "Мончегорская"	ТЭЦ "Большие овраги"	ТЭЦ "Московское шоссе"	
Тип и количество блоков	2*ПГУ-450	4*ПГУ-70	2*ПГУ-70	2*ПГУ-70	2*ГТУ-6р	2*ГТУ-32р	
Установленная мощность ТЭЦ:							
электрическая, МВт	900	280	140	140	12	50	
тепловая, Гкал/ч	360	200	100	100	23,4	76	
Установленная мощность котельной, Гкал/ч	480	0	100	100	26,6	174	
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	38035	16211	9585	7617	987	4486	
Срок вложения инвестиций, лет	6	5	5	5	5	6	17
Цены и тарифы на:							
тепло, руб./Гкал	1604						
электроэнергию, руб./кВт.ч	3						
газ, руб./т у.т.	3205						
Отпуск энергии:							
тепла, млн. Гкал	2,52	0,6	0,6	0,6	0,15	0,75	
электроэнергии, млн. кВт.ч	4964,40	1082,6	767,04	767,04	43,29	250,75	
Число часов в год загрузки оборудования с максимальной установленной мощностью (час./год):							
тепла	4 700	3 000	4 700	4700	4 000	5 500	
электроэнергии	5700	4000	5700	5700	4 000	5 500	
ЧДД, млн. руб.	33471	-1165	1196	2936	600	3874	3181
ВНД, %	22,70%	9,77%	13,30%	18,06%	20,52%	28,87%	34,05%
Срок окупаемости, лет	8	13	10	8	9	8	9
Дисконтированный срок окупаемости, лет	10	28	18	11	11	9	10

В рациональном варианте строительство мини-ТЭЦ «Мостоотряд» и «Мончегорская» не рекомендуется, в результате активного развития тепловых мощностей Автозаводской ТЭЦ.

5 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

5.1 Автозаводская ТЭЦ

Одним из основных и наиболее капиталоемких мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения г. Нижний Новгород в период до 2030 года является реконструкция Автозаводской ТЭЦ, находящейся на балансе ООО «Автозаводская ТЭЦ».

В соответствии с инвестиционным планом предприятия, в период с 2015 до 2028 года должна быть выведена из эксплуатации и демонтирована часть действующих турбоагрегатов электростанции, а также котельного оборудования.

Взамен существующего оборудования вводится блок ПГУ-400 в 2016 году, проводится реконструкция действующего оборудования.

Суммарные капиталовложения должны составить 19550,1 млн. руб. в ценах 2012 года, в том числе: демонтаж оборудования – 113,3 млн. руб., ввод нового оборудования – 19436,9 млн. руб. (таблица 41).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

При переводе электростанции на парогазовый цикл основной экономический эффект достигается при производстве электроэнергии вследствие снижения удельных расходов топлива, затрат на производственный персонал и прочих статей затрат. Соответственно, за счет прибыли от реализации электроэнергии должно обеспечиваться от 60 до 80% от общего объема инвестиций в реконструкцию и тех. перевооружение ТЭЦ.

На распределение экономического эффекта между производством электрической и тепловой энергии также влияют отпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию в каждый год реализации проекта, объемы реализации каждого вида энергии.

При расчете ценовых последствий (при реализации тепловой энергии) от проведения мероприятий по реконструкции и техперевооружения рассматривались три варианта распределения капиталовложений (таблица 43):

1 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 20% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 3910,0 млн. руб., в том числе: 22,7 млн. руб. – демонтаж; 3887,4 млн. руб. – ввод и реконструкция оборудования.

2 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 30% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 5865,0 млн. руб., в том числе: 34,0 млн. руб. – демонтаж; 5831,1 млн. руб. – ввод и реконструкция оборудования.

3 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 40% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 7820,1 млн. руб., в том числе: 45,3 млн. руб. – демонтаж; 7774,7 млн. руб. – ввод и реконструкция оборудования.

Таблица 41 – Объем капиталовложений в реконструкцию Автозаводской ТЭЦ в период до 2027 года, млн. руб.

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Капиталовложения (в ценах 2012 года)	875	8738	5893	1393	686	642	131	575	48	570	0	0	0	0	0	0
Демонтаж	0	0	2	10	20	44	33	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод и реконструкция оборудования	875	8738	5891	1383	666	598	98	570	48	570	0	0	0	0	0	0
Капиталовложения (в ценах соответствующих лет)	875	9214	6557	1628	853	850	184	851	75	926	0	0	0	0	0	0
Демонтаж	0	0	2	11	24	59	46	7	0	0	0	0	0	0	0	0
Ввод и реконструкция оборудования	875	9214	6555	1617	828	791	138	844	75	926	0	0	0	0	0	0
Справочно: установленная электрическая мощность Автозаводской ТЭЦ, МВт	580	580	580	480	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Демонтаж				100												
Ввод оборудования					400											

Таблица 42 – Индексы роста цен и тарифов, индексы-дефляторы, опубликованные в прогнозе Минэкономразвития РФ до 2030 года

Показатель	Сцен-й	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию																				
Природный газ, рост цен для всех потребителей, кроме населения, в среднем за год к пред. году, %	Inn*	107,1	115	115	114,5	113,5	112,5	111,5	111,0	110,5	110,0	108,4	105,2	105,0	103,8	102,7	102,6	102,4	102,1	102,1
	En*	107,1	115	115	115	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	114,9	106,0	105,7	105,5	105,8	104,0	105,1	104,9	105,5
Тепловая энергия рост цен в среднем за год к пред. году, %	Inn*	104,8	111,0	109,5	110,0	110,5	110,2	110,0	109,0	108,5	108,2	107,7	106,5	105,9	105,2	104,7	104,7	104,6	104,4	104,3
	En*	106,0	112,0	110,5	111,0	111,2	111,4	111,1	111,3	110,9	111,3	109,2	108,4	108,1	107,4	107,0	105,5	104,6	104,5	104,1
Электроэнергия, рост цен для всех потребителей, искл. население, в среднем за год к пред. году, %	Inn*	107,0	110,5	110,0	110,8	110,1	108,0	108,2	105,4	105,0	105,2	105,1	104,3	104,2	103,1	102,1	102,1	102,0	101,8	101,8
	En*	107,5	112,7	112,0	112,5	111,5	107,2	104,8	105,5	103,2	105,8	105,0	104,9	104,8	105,1	103,4	104,6	104,5	105,1	104,5
Индексы-дефляторы																				
Индекс-дефлятор: «пр-во, передача и распределение э/энергии, газа, пара и гор. воды»	-	104,5	112,2	110,9	111,7	110,3	109,0	109,0	107,1	106,7	106,7	106,6	105,6	105,1	104,2	103,4	103,4	103,2	103,0	103,0
Индекс-дефлятор: «пр-во машин и оборудования, электрооборудования, трансп. средств»	-	105,2	105,4	105,5	105,1	106,4	106,4	106,4	105,1	104,8	104,7	104,6	104,1	103,7	103,1	102,5	102,8	102,5	102,3	102,2
Инфляция (ИПЦ) среднего-довая	-	104,8	106,2	105,2	104,9	104,9	104,8	104,7	104,4	104,2	104,1	104,0	103,6	103,3	103,0	103,1	103,2	103,2	103,1	103,0
Прогноз цен и тарифов																				
Средний тариф на т/энергию, руб./Гкал (без НДС)	-	620	691	761	840	932	1032	1141	1257	1379	1514	1641	1763	1887	2005	2123	2231	2333	2437	2539
Средний тариф на э/энергию на собств. нужды, руб./кВт.ч. (без НДС)	-	3,35	3,73	4,14	4,63	5,13	5,52	5,88	6,20	6,45	6,81	7,15	7,48	7,81	8,13	8,36	8,64	8,92	9,23	9,52
Средняя цена на природный газ, руб./тыс. м ³	-	3205	3686	4239	4864	5557	6321	7159	8090	9121	10255	10994	11594	12202	12783	13210	13722	14227	14771	15277

*В соответствии с Прогнозом сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарными условиями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года Минэкономразвития РФ (En – энергоемкий сценарий, Inn – инновационный сценарий).

Таблица 43 – Варианты распределения капиталовложений между стоимостью электрической и тепловой энергии, производимой Автозаводской ТЭЦ

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 20%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	175	1748	1179	279	137	128	26	115	10	114	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	0	2	4	9	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	175	1748	1178	277	133	120	20	114	10	114	0	0	0	0	0	0
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	175	1843	1311	326	171	170	37	170	15	185	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	0	2	5	12	9	1	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	175	1843	1311	323	166	158	28	169	15	185	0	0	0	0	0	0
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 30%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	263	2621	1768	418	206	193	39	172	15	171	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	1	3	6	13	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	263	2621	1767	415	200	179	29	171	15	171	0	0	0	0	0	0
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	263	2764	1967	488	256	255	55	255	23	278	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	1	3	7	18	14	2	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	263	2764	1966	485	249	237	41	253	23	278	0	0	0	0	0	0
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 40%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	350	3495	2357	557	274	257	52	230	19	228	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	1	4	8	18	13	2	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	350	3495	2356	553	266	239	39	228	19	228	0	0	0	0	0	0
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	350	3685	2623	651	341	340	74	340	30	371	0	0	0	0	0	0
демонтаж	0	0	1	5	10	23	18	3	0	0	0	0	0	0	0	0
новое оборудование, реконструкция	350	3685	2622	647	331	317	55	338	30	371	0	0	0	0	0	0

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов Автозаводской ТЭЦ, составляет 620,13 руб./Гкал (без НДС), в том числе: с 01.01.2012 – 597,15 руб./Гкал; с 01.07.2012 – 633,0 руб./Гкал; с 01.09.2012 – 653,24 руб./Гкал.

В структуре себестоимости тепловой энергии основную долю затрат занимает топливо на технологические цели (74,0%), включающее природный газ (64,3%) и топочный мазут (9,7%) (таблица 44). Прочие затраты составляют 9,8%, затраты на оплату труда с отчислениями на социальные нужды – 5,9%, сырье и основные материалы – 4,7%, работы и услуги производственного характера – 3,5%, вспомогательные материалы – 1,8%. Доля остальных затрат незначительна.

Таблица 44 – Среднегодовая себестоимость тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов Автозаводской ТЭЦ в 2012 году, тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателя	Сумма
1	Сырье, основные материалы	97953,22
1.1	На ремонт	0,00
1.2	Вода на технологические цели	87068,14
1.3	Другие расходы по содержанию и эксплуатации основных производственных фондов	10885,08
2	Вспомогательные материалы, в том числе	37834,85
2.1	на текущий ремонт	25626,93
2.2	реагенты	9107,21
2.3	другие материалы	3100,72
3	Работы и услуги производственного характера	74658,50
3.1	из них на ремонт	43964,20
4	Топливо на технологические цели, в том числе	1558244,62
4.2	Газ природный, в том числе	1354227,78
4.2.1	Газ лимитный	1160060,22
4.2.3	Газ коммерческий	194167,57
4.4	Мазут	204016,83
5	Энергия, в том числе	1248,59
5.1	энергия (покупная энергия) на технологические цели	1248,59
5.1.3	затраты на покупную электроэнергию, по уровням напряжения:	1248,59
5.1.3.1	объем энергии (тыс.кВтч)	320,86
5.1.3.2	объем заявленной мощности (МВт)	0,00
6	Затраты на оплату труда	92484,94
6.1	оплата труда основных производственных рабочих	92484,94
7	Отчисления на социальные нужды, в том числе	31629,85
7.1	отчисления на соц. нужды от заработной платы основных производственных рабочих	31629,85
8	Амортизация, в т.ч. амортизацию производственного оборудования	23692,70
9	Прочие затраты всего	206480,89
10	Недополученный доход	0,00
11	Избыток средств, полученный за отчетные периоды регулирования	18515,00
12	Итого расходы	2105713,16
13	Валовая прибыль	2869,94
14	Перекрестное субсидирование	0,00
15	Необходимая валовая выручка без НДС	2108583,10
16	Необходимая валовая выручка с НДС	2488128,06
17	Полезный отпуск продукции всего (Гкал):	3400248,00

При прогнозировании расходов на период до 2030 года использовались индексы-дефляторы и индексы цен и тарифов на топливно-энергетические ресурсы, утвержденные Минэкономразвития РФ (таблица 42).

Индексирование среднего тарифа Автозаводской ТЭЦ с использованием утвержденных темпов роста и без учета возможной инвестиционной составляющей показывает увеличение тарифа с 620,13 руб./Гкал в 2012 году до 1379 руб./Гкал в 2020 году и 2539 руб./Гкал в 2030 году (таблица 45).

Таблица 45 – Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию Автозаводской ТЭЦ, цены на газ и тарифа на электроэнергию, используемых при производстве тепловой энергии (без НДС)

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию (без учета инвестиций), руб./Гкал	620	691	761	840	932	1032	1141	1257	1379	1514
Прогноз среднего тарифа на электрическую энергию на собственные нужды, руб./кВт.ч	3,35	3,73	4,14	4,63	5,13	5,52	5,88	6,20	6,45	6,81
Прогноз средней цены на природный газ, руб./тыс.куб.м	3205	3686	4239	4864	5557	6321	7159	8090	9121	10255
Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию (без учета инвестиций), руб./Гкал	1641	1763	1887	2005	2123	2231	2333	2437	2539	
Прогноз среднего тарифа на электрическую энергию на собственные нужды, руб./кВт.ч	7,15	7,48	7,81	8,13	8,36	8,64	8,92	9,23	9,52	
Прогноз средней цены на природный газ, руб./тыс.куб.м	10994	11594	12202	12783	13210	13722	14227	14771	15277	

Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению Автозаводской ТЭЦ позволит увеличить полезный отпуск тепловой энергии с 3,4 млн. Гкал в 2012 году до 4,1 млн. Гкал к 2027 году.

Для финансирования мероприятий потребуются введение в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений.

Предполагается что затраты по демонтажу оборудования и реконструкции системы ГВС будут включаться в себестоимость по статье «работы и услуги производственного характера» в периоды, соответствующие срокам проведения указанных мероприятий.

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10% (таблица 46). При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2015 году и затем снижается по мере выплаты кредитов. Полный возврат заемных средств

обеспечивается в 2030 году, с выплатой кредита, используемого для финансирования замены ЦВД, ПВД, паропроводов турбины № 12 в 2021 г.

Таблица 46 – Распределение инвестиционной составляющей в себестоимости тепловой энергии, прогнозируемый тариф на тепловую энергию Автозаводской ТЭЦ

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 20%																			
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	369	612	645	644	639	607	602	565	562	520	294	139	96	73	51	44	24	20
выплата основной суммы кредитов	0	184	315	348	364	380	383	400	401	420	420	235	104	72	55	40	37	20	19
выплата процентов	0	184	297	298	280	259	224	202	164	142	100	58	35	24	17	12	8	4	2
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	9	101	166	183	191	199	200	209	209	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	268	446	463	453	440	406	393	356	343	301	75	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, млн. руб.	0	67	111	116	113	110	102	98	89	86	75	19	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	335	557	579	566	550	508	492	445	429	377	94	0	0	0	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	620	817	967	918	987	1063	1135	1219	1298	1399	1491	1522	1603	1705	1811	1904	1992	2081	2169
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 30%																			
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	553	918	968	966	959	910	903	848	843	780	441	209	145	109	77	67	36	31
выплата основной суммы кредитов	0	276	473	522	546	570	574	600	602	630	630	353	157	108	83	60	55	30	28
выплата процентов	0	276	445	447	419	388	336	303	246	213	150	87	52	36	26	17	11	6	3
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	13	151	250	274	286	298	300	313	314	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации)	0	401	669	694	679	660	610	590	534	515	452	113	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	0	100	167	174	170	165	152	148	133	129	113	28	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	502	836	868	849	825	762	738	667	644	565	141	0	0	0	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	620	881	1071	1026	1093	1168	1232	1313	1385	1484	1568	1562	1631	1733	1838	1931	2019	2107	2196
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 40%																			
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	737	1225	1291	1288	1278	1213	1204	1130	1124	1040	588	278	193	145	102	89	48	41
выплата основной суммы кредитов	0	369	631	695	729	760	766	799	802	840	840	471	209	144	111	79	74	40	37
выплата процентов	0	369	594	595	559	518	447	405	328	284	200	117	69	49	34	23	15	8	4
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	18	202	333	365	382	398	400	417	419	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации)	0	535	892	926	906	880	813	787	711	687	603	150	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	0	134	223	231	226	220	203	197	178	172	151	38	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	669	1115	1157	1132	1101	1016	983	889	858	753	188	0	0	0	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	620	944	1175	1134	1199	1273	1330	1408	1472	1569	1645	1602	1659	1760	1865	1958	2045	2134	2223

Модернизация Автозаводской ТЭЦ дает экономию топлива до 20% относительно существующего уровня, что позволяет получить экономический эффект и в долгосрочной перспективе снизить тариф на тепловую энергию.

В первом варианте (20% от общих капиталовложений) тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей имеет наибольшее превышение относительно уровня тарифа, рассчитанного без учета инвестиций, в 2014 году, в связи с привлечением кредита для финансирования ПГУ-400 (таблица 46, рисунок 8). В дальнейшем, по мере выплаты заемных средств, идет снижение тарифа. С 2019 года, в результате полученной экономии топлива, тариф с инвестиционной составляющей находится ниже уровня тарифа без учета инвестиций.

Аналогичную динамику имеют тарифы на тепловую энергию во втором и третьем вариантах расчетов. Во втором варианте (30% от общих капиталовложений) тариф с инвестиционной составляющей достигает уровня тарифа без нее к 2020 году и будет находиться ниже этого уровня в последующие периоды. В третьем варианте (40% от общих капиталовложений) инвестиционная составляющая наиболее значительная и тариф на тепловую энергию с этой составляющей достигает базового уровня в 2022 году и далее находится ниже уровня тарифа без учета капиталовложений.

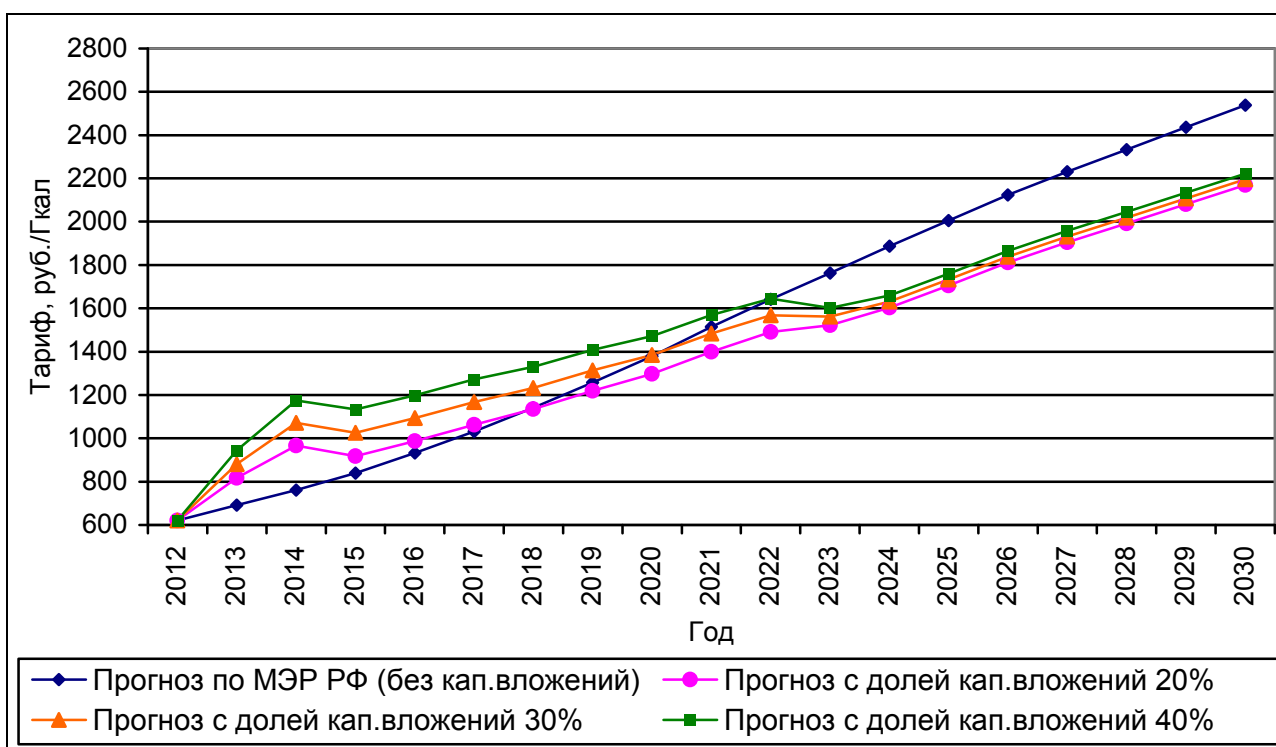


Рисунок 1 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию Автозаводской ТЭЦ при различных уровнях капиталовложений, руб./Гкал (без НДС).

5.2 Сормовская ТЭЦ

В рассматриваемый период предполагается реконструкция еще одного крупного источника электрической и тепловой энергии г. Нижний Новгород – Сормовской ТЭЦ, входящей в Нижегородский филиал ОАО «ТГК-6».

В соответствии с инвестиционным планом предприятия, установленная электрическая мощность ТЭЦ должна быть увеличена в результате ввода блоков ПТ-140 в 2023 году, Т-185 в 2025 году, ГТ-110 в 2027 году. В 2026 году должна быть выведена из эксплуатации и демонтирована турбина 110 МВт. Также вводится новое котельное оборудование.

Суммарные капиталовложения должны составить 16075,7 млн. руб. в ценах 2012 года, в том числе: демонтаж оборудования – 30,5 млн. руб., ввод нового оборудования – 16045,2 млн. руб. (таблица 47).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

Предполагается, что за счет прибыли от реализации электроэнергии должно обеспечиваться от 60 до 80% от общего объема инвестиций в реконструкцию и техперевооружение ТЭЦ.

На распределение экономического эффекта между производством электрической и тепловой энергии также влияют отпускные тарифы на электрическую и тепловую энергию в каждый год реализации проекта, объемы реализации каждого вида энергии.

При расчете ценовых последствий (при реализации тепловой энергии) от проведения мероприятий по реконструкции и техперевооружения рассматривались три варианта распределения капиталовложений (таблица 48):

1 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 20% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 3215,1 млн. руб., в том числе: 6,1 млн. руб. – демонтаж; 3209,0 млн. руб. – ввод нового оборудования.

2 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 30% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 4822,7 млн. руб., в том числе: 9,1 млн. руб. – демонтаж; 4813,6 млн. руб. – ввод нового оборудования.

3 За счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается 40% от общего объема капиталовложений. Сумма капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии (в ценах 2012 года) составляет 6430,3 млн. руб., в том числе: 12,2 млн. руб. – демонтаж; 6418,1 млн. руб. – ввод нового оборудования.

Таблица 47 – Объем капиталовложений в реконструкцию Сормовской ТЭЦ в период до 2027 года, млн. руб.

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Капиталовложения (в ценах 2012 года)	0	0	0	19	181	9	181	9	460	2892	3057	3146	2837	2125	1011	149
Демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	28	1	0
Ввод оборудования	0	0	0	19	181	9	181	9	460	2892	3057	3146	2836	2097	1010	149
Капиталовложения (в ценах соответствующих лет)	0	0	0	22	225	12	255	13	714	4700	5198	5569	5209	4022	1962	296
Демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	52	3	0
Ввод оборудования	0	0	0	22	225	12	255	13	714	4700	5198	5569	5206	3970	1959	296
Справочно: установленная электрическая мощность Сормовской ТЭЦ, МВт	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	490	490	675	565	675
Демонтаж															110	
Ввод оборудования												140		185		110

Таблица 48 – Варианты распределения капиталовложений между стоимостью электрической и тепловой энергии, производимой Сормовской ТЭЦ

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 20%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	0	0	0	4	36	2	36	2	92	578	611	629	567	425	202	30
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0
новое оборудование	0	0	0	4	36	2	36	2	92	578	611	629	567	419	202	30
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	0	0	0	4	45	2	51	3	143	940	1040	1114	1042	804	392	59
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	10	1	0
новое оборудование	0	0	0	4	45	2	51	3	143	940	1040	1114	1041	794	392	59
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 30%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	0	0	0	6	54	3	54	3	138	868	917	944	851	637	303	45
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0
новое оборудование	0	0	0	6	54	3	54	3	138	868	917	944	851	629	303	45
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	0	0	0	7	68	4	77	4	214	1410	1560	1671	1563	1207	589	89
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	16	1	0
новое оборудование	0	0	0	7	68	4	77	4	214	1410	1560	1671	1562	1191	588	89
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 40%																
Сумма капвложений в ценах 2012 года	0	0	0	8	72	4	72	4	184	1157	1223	1258	1135	850	405	59
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	1	0
новое оборудование	0	0	0	8	72	4	72	4	184	1157	1223	1258	1134	839	404	59
Сумма капвложений в ценах соответствующих лет	0	0	0	9	90	5	102	5	285	1880	2079	2228	2084	1609	785	118
демонтаж	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	21	1	0
новое оборудование	0	0	0	9	90	5	102	5	285	1880	2079	2228	2083	1588	784	118

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов Сормовской ТЭЦ, составляет 654,69 руб./Гкал (без НДС), в том числе: с 01.01.2012 – 625,97 руб./Гкал; с 01.07.2012 – 663,52 руб./Гкал; с 01.09.2012 – 693,38 руб./Гкал.

В структуре себестоимости тепловой энергии основную долю затрат занимает топливо на технологические цели (87,9%), включающее природный газ (57,7%) и топочный мазут (30,3%) (таблица 49). Прочие затраты составляют 9,9%, затраты на оплату труда с отчислениями на социальные нужды – 9,5%, работы и услуги производственного характера – 7,0%, сырье и основные материалы – 5,7%, амортизационные отчисления – 4,7%, энергия на технологические и хозяйственные нужды – 1,3%, вспомогательные материалы – 1,2%.

Таблица 49 – Среднегодовая себестоимость тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов Сормовской ТЭЦ в 2012 году, тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателя	Сумма
1	Сырье, основные материалы	43697,6
1.1	На ремонт	4777,2
1.2	Вода на технологические цели	0,0
1.3	Другие расходы по содержанию и эксплуатации основных производственных фондов	38920,4
2	Вспомогательные материалы	9555,8
3	Работы и услуги производственного характера	53387,9
3.1	из них на ремонт	41454,0
4	Топливо на технологические цели, в том числе	675177,1
4.1	Уголь	0,0
4.2	Газ природный, в том числе	442674,7
4.2.1	Газ лимитный	316732,3
4.2.3	Газ коммерческий	125942,4
4.4	Мазут	232502,3
4.14	Прочие виды топлива	0,0
5	Энергия, в том числе	9741,2
5.1	энергия (покупная энергия) на технологические цели	0,0
5.2	энергия на хозяйственные нужды	9741,2
5.2.1	тепловая энергия	9741,2
6	Затраты на оплату труда	54515,4
6.1	оплата труда основных производственных рабочих	54515,4
7	Отчисления на социальные нужды, в том числе	18643,7
7.1	отчисления на соц. нужды от заработной платы основных производственных рабочих	18643,7
8	Амортизация, включая амортизацию производственного оборудования	36277,7
9	Прочие затраты всего	76165,5
11	Избыток средств, полученный за отчетные периоды регулирования	209306,9
12	Итого расходы	767854,9
13	Валовая прибыль	22853,1
15	Необходимая валовая выручка без НДС	790708,0
16	Необходимая валовая выручка с НДС	933035,4
17	Полезный отпуск продукции всего (Гкал):	1207760,0

При прогнозировании расходов на период до 2030 года использовались индексы-дефляторы и индексы цен и тарифов на топливно-энергетические ресурсы, утвержденные Минэкономразвития РФ (таблица 42).

Индексирование среднего тарифа Сормовской ТЭЦ с использованием утвержденных темпов роста и без учета возможной инвестиционной составляющей показывает увеличение тарифа с 654,69 руб./Гкал в 2012 году до 1456 руб./Гкал в 2020 году и 2681 руб./Гкал в 2030 году (таблица 50).

Таблица 50 – Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию Сормовской ТЭЦ и цены на газ, используемый при производстве тепловой энергии (без НДС)

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию (без учета инвестиций), руб./Гкал	655	730	803	887	984	1090	1205	1327	1456	1598
Прогноз средней цены на природный газ, руб./тыс. куб.м	3404	3 915	4 502	5 166	5 902	6 713	7 603	8 591	9 687	10 891
Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Прогноз среднего тарифа на тепловую энергию (без учета инвестиций), руб./Гкал	1733	1862	1992	2117	2241	2356	2463	2572	2681	
Прогноз средней цены на природный газ, руб./тыс. куб.м	11 676	12 313	12 958	13 576	14 030	14 573	15 109	15 687	16 224	

Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению Сормовской ТЭЦ позволит увеличить полезный отпуск тепловой энергии с 1,21 млн. Гкал в 2012 году до 1,33 млн. Гкал к 2027 году.

Для финансирования мероприятий потребуется введение в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений.

Предполагается что затраты по демонтажу оборудования будут включаться в себестоимость по статье «работы и услуги производственного характера» в периоды, соответствующие срокам проведения указанных мероприятий.

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10% (таблица 51). При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2026 году и затем снижается по мере выплаты кредитов.

Таблица 51 – Распределение инвестиционной составляющей в себестоимости тепловой энергии, прогнозируемый тариф на тепловую энергию Сормовской ТЭЦ

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 20%																			
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	0	0	1	10	10	20	19	47	232	428	629	803	918	940	897	836	780	711
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	0	5	5	10	11	25	119	223	334	438	517	552	558	553	552	538
выплата процентов	0	0	0	0	5	5	9	8	22	113	205	294	365	401	388	339	283	228	173
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	0	2	3	5	5	12	59	111	167	219	259	278	281	281	281	281
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	0	0	1	7	7	14	14	34	173	317	461	584	659	662	615	554	499	429
Налог на прибыль, млн.руб.	0	0	0	0	2	2	4	3	9	43	79	115	146	165	165	154	139	125	107
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	0	0	1	9	9	18	17	43	216	396	577	730	824	827	769	693	623	537
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	655	730	803	889	996	1103	1229	1353	1511	1829	2144	2364	2644	2771	2891	2843	2881	2925	2955
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 30%																			
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	0	0	1	15	15	29	29	70	348	642	943	1205	1377	1410	1345	1253	1170	1066
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	1	7	8	15	16	37	178	334	501	657	776	828	836	829	828	807
выплата процентов	0	0	0	1	7	7	14	13	33	170	308	442	548	601	582	508	425	342	259
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	0	4	4	8	8	19	89	167	251	329	388	418	422	422	422	422
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации)	0	0	0	1	11	11	22	21	51	259	475	692	876	989	992	923	831	748	644
Налог на прибыль	0	0	0	0	3	3	5	5	13	65	119	173	219	247	248	231	208	187	161
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	0	0	1	14	14	27	26	64	324	594	865	1096	1236	1241	1153	1039	935	805
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	655	730	803	890	1000	1108	1239	1362	1533	1936	2341	2651	3009	3187	3310	3239	3248	3266	3263
Доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 40%																			
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	0	0	2	20	20	39	38	93	464	856	1257	1607	1836	1880	1793	1671	1560	1421
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	1	10	10	21	21	50	238	446	668	877	1035	1104	1115	1105	1105	1076
выплата процентов	0	0	0	1	10	9	18	17	43	226	411	589	730	801	776	678	566	456	345

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	0	5	5	10	11	25	119	223	334	438	518	557	563	563	563	563
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации)	0	0	0	1	15	14	29	27	68	345	633	923	1169	1318	1323	1230	1108	997	858
Налог на прибыль	0	0	0	0	4	4	7	7	17	86	158	231	292	330	331	308	277	249	215
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	0	0	2	18	18	36	34	85	432	792	1154	1461	1648	1654	1538	1386	1247	1073
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	655	730	803	890	1005	1113	1248	1371	1554	2043	2538	2938	3373	3604	3729	3634	3614	3606	3571

Модернизация Сормовской ТЭЦ дает экономию топлива до 15% относительно существующего уровня, что позволяет получить экономический эффект и в долгосрочной перспективе снизить тариф на тепловую энергию.

В то же время на начальном этапе инвестиций значительные объемы ввода нового оборудования неизбежно ведут к росту тарифа на тепловую энергию. Наибольшие темпы роста прогнозируются в период с 2021 года по 2026 год (таблица 51, рисунок 9).

В первом варианте (20% от общих капиталовложений) тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей к 2024 году становится на 32,8% выше тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений. С 2025 года происходит постепенное снижение долговой нагрузки, с полной выплатой заемных средств в 2036 году. С 2032 года тариф с инвестиционной составляющей опускается ниже базового уровня.

Аналогичная динамика наблюдается во втором и третьем вариантах. Превышение относительно тарифа без учета инвестиций составляет 51,0% (2024 год) во втором варианте (30% от общих капиталовложений) и 70,2% (2025 год) в третьем варианте (40% от общих капиталовложений).

Во втором варианте снижение относительно тарифа без учета инвестиций происходит начиная с 2033 года. В третьем варианте с 2033 года тариф с инвестиционной составляющей и тариф без учета инвестиций практически идентичны.

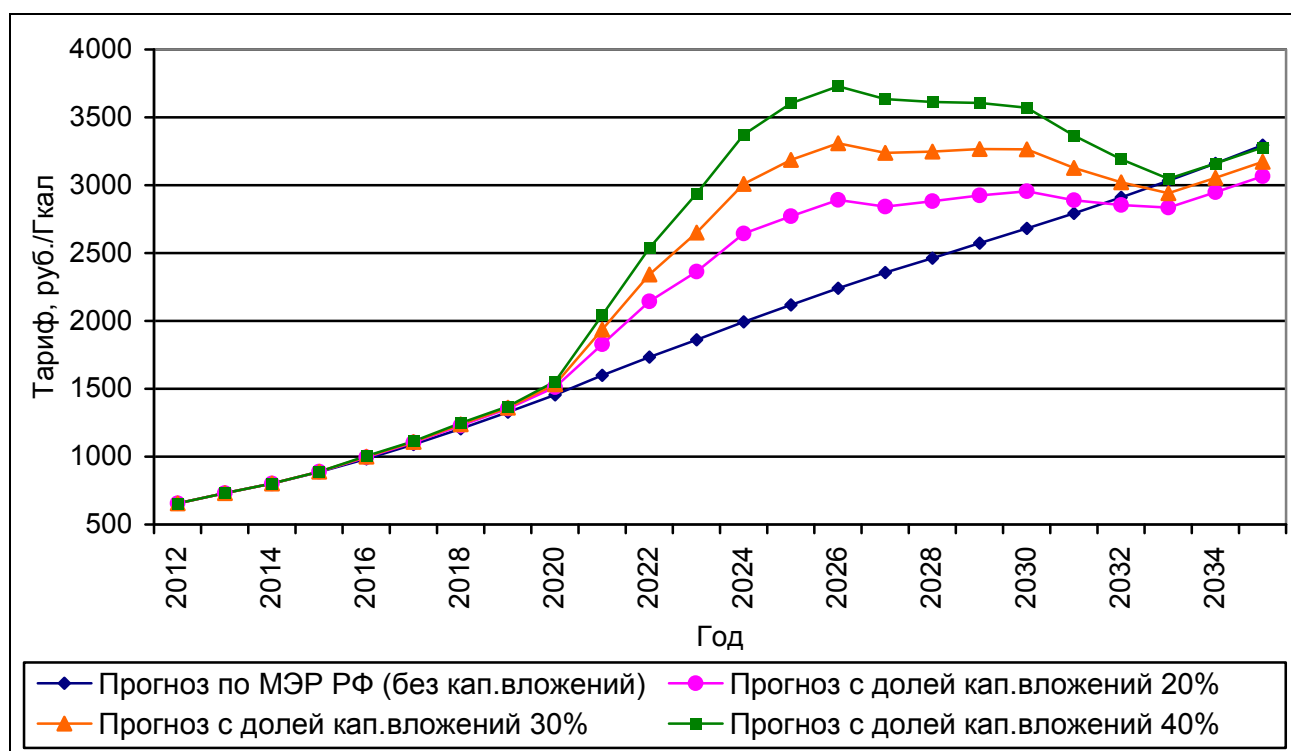


Рисунок 2 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию Сормовской ТЭЦ при различных уровнях капиталовложений, руб./Гкал (без НДС).

5.3 Новые ТЭЦ

Помимо существующих, на территории г. Нижний Новгород планируется строительство новой Нижегородской ТЭЦ в составе двух блоков ПГУ-450 и девяти мини-ТЭЦ суммарной установленной мощностью 180 МВт с пиковыми котельными.

Суммарные капиталовложения в строительство источников составляют 51460,3 млн. руб., в том числе: строительство ТЭС – 42239,0 млн. руб.; строительство пиковых котельных – 690,0 млн. руб.; строительство тепловых сетей – 8531,3 млн. руб. (таблица 52).

В соответствии с разделом 10.4.6 «Эффективности строительства новых ТЭЦ», приемлемые показатели экономической эффективности достигаются при тарифе на тепловую энергию 1604 руб./Гкал (без НДС). Срок окупаемости проектов составляет от 9 до 18 лет при внутренней норме доходности 13,3-34,1%.

Прогнозирование тарифов выполнено на основании индексов роста, опубликованных Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 53).

Таблица 52 – Капиталовложения в новые ТЭС, пиковые котельные и тепловые сети, в ценах 2012 года, млн. руб. (без НДС)

Наименование работ / статьи затрат	Общий объем капиталовложений	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Нижегородская ТЭЦ (2*ПГУ-450), 2016 г., 2018 г.	33631,2		1231,2	7695,0	7695,0	8505,0	7695,0	810,0			
Тепловые сети Нижегородской ТЭЦ	6633,2		717,7	1123,9	1123,9	1123,9	1123,9	1419,7			
ТЭС «Московское шоссе» (2*ГТУ-25 + котельная), 2019 г.	2115,0					63,0	1077,3	872,1	102,6		
Пиковая котельная «Московское шоссе» (174 Гкал/ч), 2016 г.	598,5		50,4	141,4	330,0	76,7					
Тепловые сети ТЭС «Московское шоссе»	1788,1				193,5	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	79,7
Мини-ТЭЦ «Большие овраги» (2*ГТУ-6р), 2017 г.	785,6			64,2	342,7	342,7	36,1				
Пиковая котельная «Большие овраги», 2016 г.	91,5		7,7	42,7	29,3	11,7					
Тепловые сети «Большие овраги»	110,0			11,9	46,6	46,6	4,9				
Реконструкция котельной НТЦ с увеличением мощности и строительством мини-ТЭЦ (2*ГТУ-16р), 2016 г.	1505,4		123,0	774,1	539,1	69,1					
ТЭЦ на базе котельной ул. Академика Баха, д.4а (2*ГТЭС-12П), 2015 г., общей электрической мощностью - 24,8 МВт и тепловой - 32,8 Гкал/ч	1096,0		24,6	450,0	567,8	53,6					
ТЭЦ пр. Союзный, 43 (2*ГТУ-12П), 2015 г.	1096,0		24,6	450,0	567,8	53,6					
ТЭЦ на базе котельной «Высоковская» (2*ГТЭС-12П), 2015 г., общей электрической мощно-стью - 24,8МВт и тепловой - 32,8 Гкал/ч	1096,0		24,6	450,0	567,8	53,6					
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Голованова (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), 2014 г.	304,6		6,8	282,9	14,9						
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Батумская (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), 2014 г.	304,6		6,8	282,9	14,9						
Мини-ТЭЦ на базе котельной ул. Цветочная (2*ГПУ Caterpillar G3520С) общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч), 2015 г.	304,6			6,8	282,9	14,9					

Таблица 53 – Тарифы на тепловую энергию новых ТЭС в период до 2030 года, в ценах соответствующих лет, руб./Гкал (без НДС)

Наименование работ / статьи затрат	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2027
Нижегородская ТЭЦ (2*ПГУ-450), 2016 г., 2018 г.					2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
ТЭС «Московское шоссе» (2*ГТУ-25 + котельная), 2019 г.								3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
Мини-ТЭЦ «Большие Овраги» (2*ГТУ-6р), 2017 г.						2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
Мини-ТЭЦ НТЦ (2*ГТУ-16р), 2016 г.					2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
ТЭЦ ул. Академика Баха, д.4а (2*ГТЭС-12П), 2015 г.				2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
ТЭЦ пр. Союзный, 43 (2*ГТУ-12П), 2015 г.				2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
ТЭЦ «Высоковская» (2*Ввод ГТЭС-12П), 2015 г.				2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
Мини-ТЭЦ ул. Голованова (2*ГПУ Caterpillar G3520С), 2014 г.			1967	2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
Мини-ТЭЦ ул. Батумская (2*ГПУ Caterpillar G3520С), 2014 г.			1967	2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567
Мини-ТЭЦ ул. Цветочная (2*ГПУ Caterpillar G3520С), 2015 г.				2174	2410	2670	2951	3251	3566	3915	4245	4561	4880	5187	5492	5771	6035	6302	6567

5.4 Закрытие котельных

Мероприятия по закрытию котельных позволяют переключать потребителей на источники с более высокой эффективностью. Тем самым достигается экономия топлива и, в ряде случаев, снижение тарифа. По состоянию на 2012 год, более низкий тариф по сравнению с закрываемыми котельными дают источники Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» и ОАО «Автозаводская ТЭЦ» (таблица 54).

Значительная часть закрываемых котельных находятся на балансе ООО «Энергосети» и ОАО «Теплоэнерго», а их потребители подключаются к другим котельным этих же организаций. В этих случаях возможно небольшое снижение средних тарифов ООО «Энергосети» и ОАО «Теплоэнерго» за счет экономии топлива.

Таблица 54 – Изменение среднегодового тарифа на тепловую энергию при закрытии котельных с переключением на другие источники, для условий 2012 года, руб./Гкал (без НДС)

Наименование закрываемой котельной, адрес	Теплоснабжающая организация закрываемой котельной	Средний тариф, 2012 год	Мероприятие	Теплоснабжающая организация, принимающая потребителей	Средний тариф, 2012 год
Котельная бани №10, ул. Свободы, д.83а	МП «Нижегородские бани»	н.д.	Переключение на котельную Союзная, 43	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная ул. Водопроводная отдельностоящая, Московское шоссе, д.15а	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1351,54	С 2019 г. с переключением на Сормовскую ТЭЦ	Нижегородский филиал» ОАО «ТГК-6»	654,69
Котельная 17 Квартал отдельностоящая, ул. Куйбышева, 41а	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1351,54	С 2018 г. с переключением на Сормовскую ТЭЦ	Нижегородский филиал» ОАО «ТГК-6»	654,69
Котельная отдельностоящая, ул. Конотопская, 4а	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на Конотопскую, 5	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная отдельностоящая, ул.Херсонская, д.16а (Ленинский район)	ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»	1351,66	Закрывается с переключением на котельную «Ленинская»	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	640,94
Котельная, ул.Профинтерна, д.7Б	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с переключением на котельную Архитектурную, 2д	ООО «Энергосети»	1351,66
Котельная, ул. Ленина, д.22в	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с переключением на котельную Академика Баха	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная «Мостоотряд», пос. Мостоотряд, 32А	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с переключением на Мостоотряд (новый источник)	ООО «Энергосети»	1351,66

Открытое акционерное общество «Газпром промгаз»

Наименование закрываемой котельной, адрес	Теплоснабжающая организация закрываемой котельной	Средний тариф, 2012 год	Мероприятие	Теплоснабжающая организация, принимающая потребителей	Средний тариф, 2012 год
Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д.71а	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	659,65
Котельная, ул. Львовская, д.7а	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с переключением Автозаводскую ТЭЦ 3-я соц. Городская ветка	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	659,65
Котельная Инфекционной больницы №23 отдельностоящая, пр. Ильича, д.54а	ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»	1351,66	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	659,65
Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д.1	ОАО «Колос-3» (ОАО «Теплоэнерго»)	1351,54	Закрывается с переключением на Автозаводскую ТЭЦ	ООО «Автозаводская ТЭЦ»	659,65
Котельная встроенная, ул. Б. Покровская, д.16	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная отдельностоящая, ул. Б. Покровская, д.32	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная БОК, ул. Новая, д.13а	МП «Нижегородские бани»	н.д.	Закрывается с переключением на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная встроенная, ул. Генкиной, д.37	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная отдельностоящая, ул. Ванеева, д.63	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с 2016 г. и с переключением на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная, пер. Ткачева, д.2а	ООО «Старгород»	н.д.	Закрывается с переводом на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная отдельностоящая Роддом №6, ул. Сутырина, д.19а	ОАО «Теплоэнерго» Заречный РТС	1351,54	Закрывается в связи с установкой у потребителя электрооборудования	н.д.	н.д.
Котельная крышная, ул. Белинского, д. 62	ООО «Нижегородстрой»	1351,00	Закрывается перевод на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная, ул. Архитектурная, д.2д	ООО «Генерация тепла» (ООО «Энергосети»)	1351,66	Закрывается с подключением с 2017 на Архитектурную, 2б	ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»	1351,66
Котельная, ул. Белинского, д. 61	ООО «Нижегородский завод «Старт»	1223,52	Перевод в ЦТП на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная ул. Заломова, д.5	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на Нижегородскую, 29	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
ул.Батумская 5, ул. Углова, д.7	ОАО «Теплоэнерго» Приокский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на	Нижегородская ТЭЦ	1604,00

Наименование закрываемой котельной, адрес	Теплоснабжающая организация закрываемой котельной	Средний тариф, 2012 год	Мероприятие	Теплоснабжающая организация, принимающая потребителей	Средний тариф, 2012 год
			НТЭЦ (новый источник), установка ЦТП		
ул. Бекетова, д.13	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54	Закрывается с переключением на НТЦ и переведена в ЦТП	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная отдельностоящая Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д.1в	ОАО «Теплоэнерго» Заречный РТС	1351,54	Закрывается с переключением на Центр Сормово, Энгельса, д.1б	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная Больница №10, ул. Чонгарская, 43а	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на Ленина, 5а	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54
Котельная, пер. Тургайский, д.3 а	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1351,54	Закрывается с переключением на котельную Июльских дней, 1	ЗАО «ЗСА» (завод специализированных автомобилей)	1179,94
Котельная отдельностоящая, ул. Нестерова, д.31	ОАО «Теплоэнерго» Нижегородский РТС	1351,54	Закрывается с переводом на НТЦ	ОАО «Теплоэнерго»	1351,54

5.5 Строительство и модернизация котельных

5.5.1 ООО «Энергосети»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию существующих и строительство новых блочно-модульных котельных ООО «Энергосети»:

- котельная школы №16, ул. Ляхова, д.92а (Гнилицы) ввод 2017 г.;
- котельная школы №145, ул. 19 Линия, д.25а (Н.Доскино) ввод 2017 г. БМК-0,4;
- котельная кв. «Ржавка», ул. Комарова, д.14Б (8*КВ-ТС-1, 3,026 Гкал/ч с 2015 г.);
- котельная, ул. Завкомовская, д.8 ввод 2015 г. БМК-4;
- котельная, ул. Снежная, д.100 б ввод 2016 г. БМК-3;
- котельная, ул.Геройская, д.2а ввод 2015 г. БМК-4,5;
- котельная, ул. Комарова, д.3 ввод 2022 г. БМК-2.

Суммарные капиталовложения в реализацию мероприятий по реконструкции и строительству котельных в ценах 2012 года составляют 119,8 млн. руб. (таблица 55).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях

долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Энергосети» в 2012 году, составляет 1351,66 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 5534 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 56).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2021 году.

Таблица 55 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ООО «Энергосети» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0	6,4	1,7	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0	0,0	36,4	12,3	1,6	5,2	1,6	0,0	1,6	8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0	0,0	10,6	5,6	0,2	3,5	0,2	1,9	0,2	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0	0,0	0,0	8,4	3,5	0,1	1,8	0,1	0,5	0,1	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0	6,4	48,8	26,3	6,0	8,8	3,6	2,0	3,5	12,6	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	6,8	54,3	30,7	7,4	11,7	5,0	2,9	5,4	20,5	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 56 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ООО «Энергосети», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	1352	12140	17668	18240	19578	19474	18903	18793	21657	20874	18718	11877	7938	6631	4978	4104	3488	2657
выплата основной суммы кредитов	0	676	6104	9173	9917	11082	11584	11878	12417	14470	14802	14126	8698	5629	4885	3720	3218	2924	2385
выплата процентов	0	676	6036	8495	8322	8495	7889	7025	6376	7187	6072	4592	3179	2309	1746	1258	886	564	272
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	338	3052	4587	4959	5541	5792	5939	6209	7235	7401	7401	7401	7401	7401	7401	7401	7401	7401
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	1014	9088	13082	13281	14037	13681	12964	12584	14422	13473	11317	4476	537	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, млн.руб.	0	254	2272	3270	3320	3509	3420	3241	3146	3605	3368	2829	1119	134	0	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	1268	11360	16352	16601	17546	17102	16205	15731	18027	16841	14146	5595	672	0	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	1352	1519	1750	1957	2157	2379	2609	2846	3104	3408	3673	3916	4118	4337	4586	4818	5036	5258	5477

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей до 2024 года находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 10). В дальнейшем, вследствие экономии топлива, достигающей 1012,81 т у.т. в год, тариф снижается ниже указанного уровня и к 2030 году составляет 5477 руб./Гкал (без НДС).

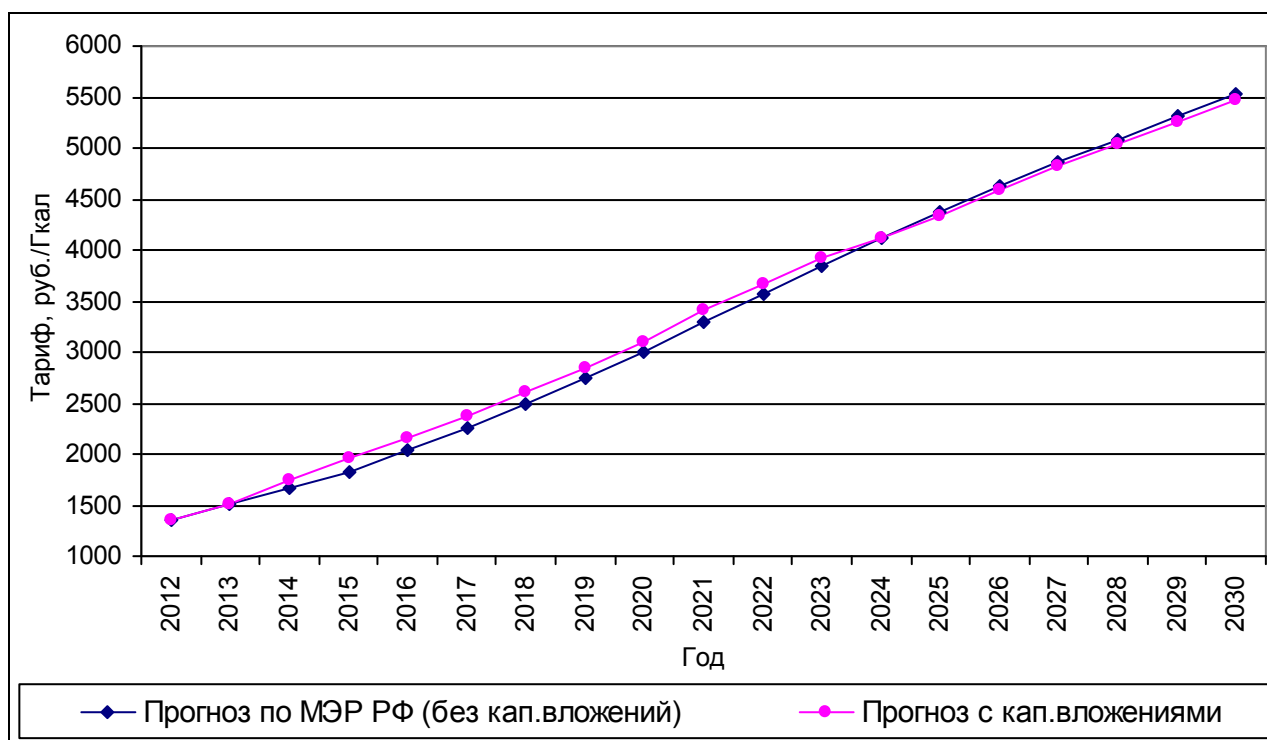


Рисунок 3 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ООО «Энергосети», руб./Гкал (без НДС).

5.5.2 ООО «Агрокомплекс «Доскино»

Схема теплоснабжения предполагает строительство блочно-модульной котельной мощностью 10 МВт по ул. Заслонова, 20 в 2023 г. Суммарные капиталовложения в ценах 2012 года составляют 55,0 млн. руб. (таблица 57).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Агрокомплекс «Доскино» в 2012 году, составляет 1007,08 руб./Гкал (без НДС). Без проведе-

ния мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 4123,35 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 58).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2023 году.

Таблица 57 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ООО «Агрокомплекс «Доскино» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.									4,6							
Оборудование, млн. руб.										32,8						
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.											9,8					
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.												7,8				
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.									4,6	32,8	9,8	7,8				
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2	53,2	16,7	13,8	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 58 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ООО «Агрокомплекс «Доскино», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	1440	12016	14754	16748	15839	14929	14019	13109	12199	11290	9660
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	0	0	0	0	0	720	6044	7715	9098	9098	9098	9098	9098	9098	9098	8378
выплата процентов	0	0	0	0	0	0	0	0	720	5972	7039	7650	6740	5831	4921	4011	3101	2191	1282
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	360	3022	3858	4549	4549	4549	4549	4549	4549	4549	4549
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	1080	8994	10897	12199	11290	10380	9470	8560	7650	6740	5111
Налог на прибыль, млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	270	2248	2724	3050	2822	2595	2367	2140	1913	1685	1278
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	1350	11242	13621	15249	14112	12975	11837	10700	9563	8426	6388
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	1007	1123	1235	1365	1513	1677	1853	2041	2260	2630	2841	3066	3251	3428	3604	3765	3915	4067	4208

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей в 2020-2030 годах находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 11). Постепенное приближение к указанному уровню происходит вследствие экономии топлива, достигающей 1394,79 т у.т. в год.

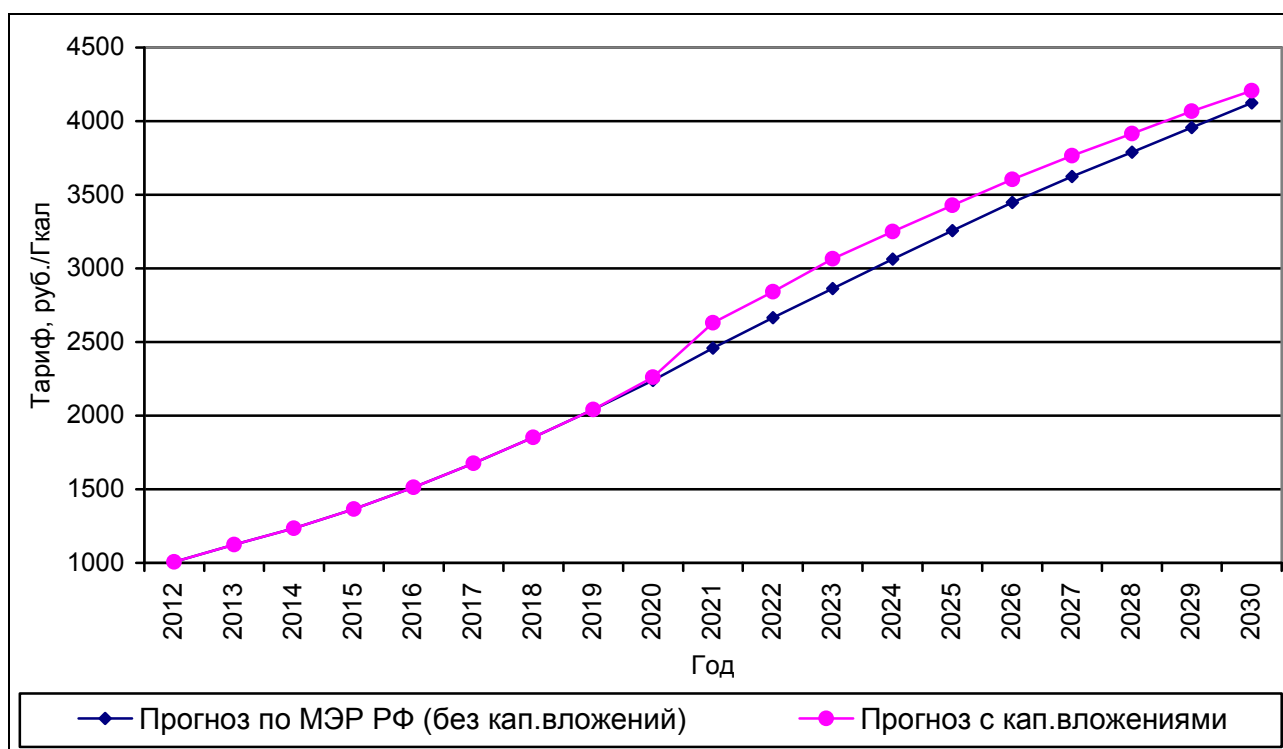


Рисунок 4 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ООО «Агрокомплекс «Доскино», руб./Гкал (без НДС).

5.5.3 ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию существующих котельных ЗАО «Промышленные компьютерные технологии»:

- Котельная РЭБ Флота отдельностоящая, ул. Правдинская, д.27 (3*Чакс-1-1,74, 4,5 Гкал/ч с 2015 г.).

- Котельная отдельностоящая, ул. Архитектурная, д.2б (8*ФАКЕЛ - 5,1 Гкал/ч до 8,6 Гкал/ч в 2017 г. по 1,72 Гкал/ч), 5 вместо 8.

Суммарные капиталовложения в реализацию мероприятий по реконструкции и строительству котельных в ценах 2012 года составляют 36,9 млн. руб. (таблица 59).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях

долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ЗАО «Промышленные компьютерные технологии» в 2012 году, составляет 1351,66 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 5534 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 60).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2024 году.

Таблица 59 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ЗАО «Промышленные компьютерные технологии» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,0	0,0	0,3	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	1,5	2,2	0,0	2,2	0,0	2,2	0,0	2,2	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	1,9	0,1	2,9	0,1	2,9	0,1	2,9	0,1	2,9	0,0	2,9	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,1	0,8	0,0	0,8	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,0	0,0	0,3	6,2	2,8	2,9	3,1	2,9	3,1	2,9	3,1	2,9	2,7	2,9	0,8	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	0,0	0,4	7,3	3,5	3,9	4,4	4,3	4,9	4,7	5,3	5,2	5,0	5,4	1,5	0,0

Таблица 60 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ЗАО «Промышленные компьютерные технологии», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	0	77	1524	2154	2816	3548	4219	4954	5617	6349	6996	7525	7395	6879	6045	5196	4399	3592
выплата основной суммы кредитов	0	0	39	764	1117	1504	1945	2378	2864	3339	3872	4389	4854	4669	4468	4081	3640	3207	2720
выплата процентов	0	0	39	760	1037	1312	1603	1841	2090	2278	2477	2607	2671	2726	2411	1965	1556	1193	872
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	19	382	559	752	973	1189	1432	1670	1936	2195	2446	2716	2792	2792	2792	2792	2792
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	0	58	1142	1595	2064	2576	3030	3522	3948	4413	4802	5079	4679	4087	3253	2404	1607	800
Налог на прибыль, млн.руб.	0	0	15	286	399	516	644	758	880	987	1103	1200	1270	1170	1022	813	601	402	200
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	0	73	1428	1994	2580	3219	3788	4402	4935	5516	6002	6349	5848	5108	4066	3005	2009	1000
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	1352	1507	1661	1886	2109	2354	2619	2896	3190	3508	3814	4104	4393	4642	4876	5075	5260	5451	5640

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей в 2015-2030 годах находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений, и к 2030 году составляет 5640 руб./Гкал (без НДС) (рисунок 12). Постепенное приближение к указанному уровню происходит вследствие экономии топлива, достигающей 45,83 т у.т. в год.

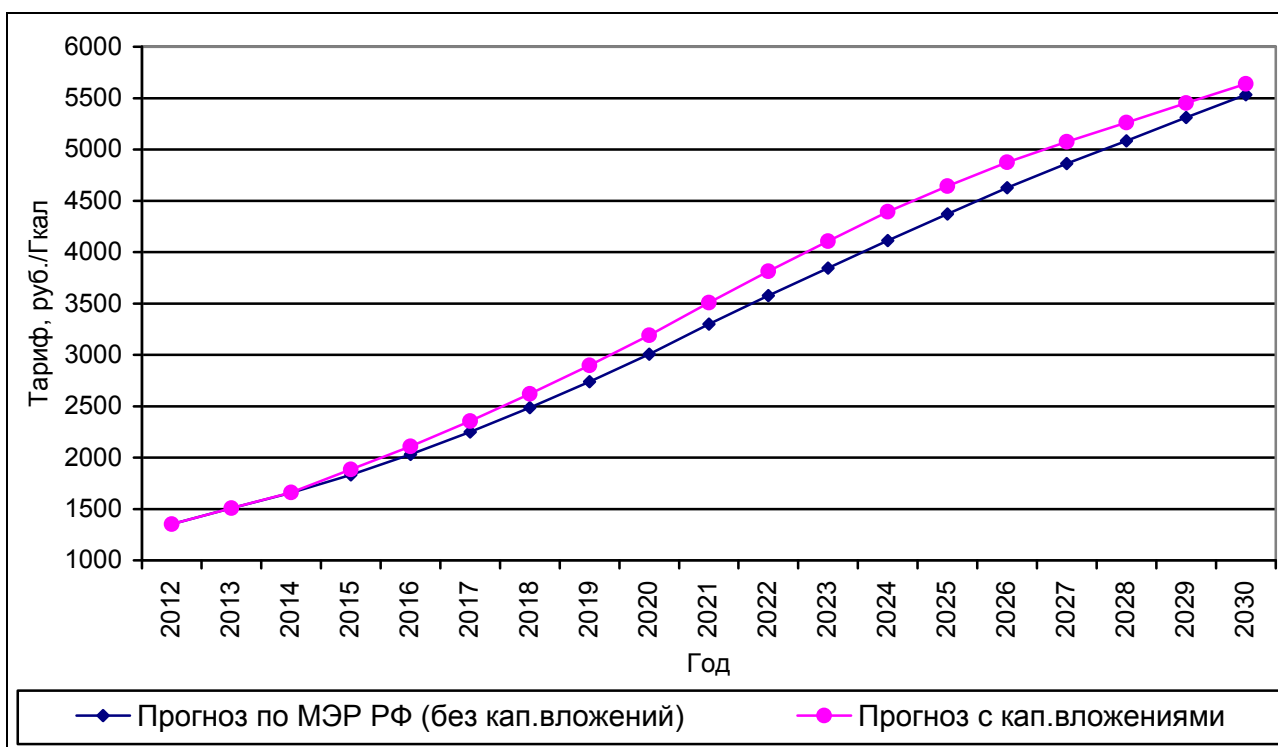


Рисунок 5 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ЗАО «Промышленные компьютерные технологии», руб./Гкал (без НДС).

5.5.4 ОАО «Теплоэнерго»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию большого числа существующих и строительство новых блочно-модульных котельных ОАО «Теплоэнерго»:

1. Котельная «Ипподром», ул. Ленина, д.51, корп.10 (2*ДКВР-10/13 + ДКВР-6,5/13, 17,2 Гкал/ч с 2015 г.).
2. Котельная, ул. Академика Баха, 4 а (4*КВГМ-20 + 2*Е-1/9в консерв., 80 Гкал/ч с 2016 г.).
3. Котельная, ул. Памирская, 11 (ПТВМ-50, консер + 4*ДЕ-16/14, 1-консер, 52 Гкал/ч с 2016 г.).
4. Котельная, ул. Премудрова, д.12а (5*ДКВР-10/13, 34,5 Гкал/ч с 2016 г.).

5. Реконструкция котельной ул. Союзная, 43 с увеличением мощности (1*КВГМ-30) в 2016 г.
6. Котельная отдельностоящая 9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6 (4*ДКВР-10-13, с 2016 г.).
7. Котельная отдельностоящая 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6б (4*ТВГ-8М, 2016 г.).
8. Котельная отдельностоящая школа №90, пер. Общественный, д.6а (4*КЧМ-5 по 0,08 Гкал/ч, с 2013 г.).
9. Котельная отдельностоящая, пр. Союзный, 43 (3*КВ-ГМ-20, 60 Гкал/ч с 2016 г.).
10. Котельная Циолковского, 5, ул. Коперника, 1-а (демонтаж 3*ДКВР-6,5-13 и ввод до 22 Гкал/ч) с 2022 г.
11. Котельная отдельностоящая (БМК), ул. Римского-Корсакова, 50 (3*котла, 5,18 Гкал/ч с 2019 г.).
12. Котельная отдельностоящая, ул. Пугачева, д.2 (3*КВ-Г-6,5-150, 21,8 Гкал/ч с 2014 г.).
13. Котельная отдельностоящая «КЭЧ», ул.Федосеенко, д.89а с 2015 г. (БМК-18).
14. Котельная отдельностоящая, ул. Красных Зорь, д.4а (9*ВТКО, 12,9 Гкал/ч с 2022 г.).
15. Котельная отдельностоящая, ул. Гастелло, д.1а (11*ВТКО, 12 Гкал/ч с 2016 г.).
16. Котельная ул. Люкина, д.6а (2*ТВГ-4Р, 12,9 Гкал/ч с 2022 г.).
17. Котельная отдельностоящая, ул. Баранова, д.11 (4*ДКВР-10-13 - 26 Гкал/ до 72 Гкал/ч в 2022 г. подходят по 35 т/ч).
18. Котельная отдельностоящая, ул. Лесной городок, 6А (3*ДЕ-25/14, 48,6 Гкал/ч с 2015 г.).
19. Котельная отдельностоящая «Квартал Д», пр. Ленина, 5а (3*ДКВР-6,5-13 + ТВГ-8М, 20,6 Гкал/ч с 2015 г. Канавинский или Ленинский район).
20. Котельная ул. Климовская 86 отдельностоящая, ул. Климовская, д.86а (2*КВГ-6,5/150 + КВГ 14-150, 25,1 Гкал/ч с 2016 г.).
21. Котельная отдельностоящая, ул. Металлистов, 4б (7*котлов, 2,21 Гкал/ч с 2016 г.).
22. Котельная, ул. Вольская отдельностоящая, д.15а (5*Эн-3, 3,167 Гкал/ч с 2015 г.).

23. Котельная, ул. Ивана Романова отдельностоящая, д.3а (4*Эн-3 +КВ-ТС-1 + 4*Унив-6, 3,89 Гкал/ч с 2015 г.).
24. Котельная отдельностоящая, ул. Таллинская, д.15в (ДЕ-25-14ГМ + 2*ДКВР-20-13, 42 Гкал/ч с 2023 г.).
25. Котельная отдельностоящая, ул. Мурашкинская, 13 (4*ТГ-8М, 33,2 Гкал/ч с 2016 г.).
26. Котельная отдельностоящая, бульвар Мира, 4а (1,9 Гкал/ч, с 2014 г. 4*0,75).
27. Котельная отдельностоящая, ул. Чкалова, 9г (собственная зона действия) (3*ДКВР-10/13 - 17,2 Гкал/ч до 29,2 Гкал/ч в 2015 г. по 2*35 т/ч).
28. Котельная отдельностоящая, ул. Конотопская, 5 (5*Энергия-3 + 2*Универсал-6 - 3,75 Гкал/ч до 15 Гкал/ч в 2015 г. по 5*3 Гкал/ч).
29. Котельная фабрика «Рекорд» отдельностоящая, ул.Гордеевская, д.61в (12,6 Гкал/ч, с 2015 г. 2*3 вместо 3*4).
30. Котельная отдельностоящая, ул. Невельская, 9а (БМК-4) с 2014 г.
31. Котельная отдельностоящая, ул. Московское шоссе, 219 а (БМК-4,5) с 2016 г.
32. Котельная, пер. Тургайский, д.3а (БМК-15) с 2015 г.
33. Котельная отдельностоящая, ул. Гоголя, д.9д (3*котла по 0,39 Гкал/ч, с 2015 г.).
34. Котельная отдельностоящая, ул.Донецкая, д.9в (5*котлов по 2,46 Гкал/ч, с 2016 г.).
35. Котельная отдельностоящая ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д.9д (6*КВ-ТС-1, 4,8 Гкал/ч с 2015 г.).
36. Котельная отдельностоящая НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д.22е (3*КВ-ТС-1 +2*Унив-5, 3,36 Гкал/ч с 2016 г.).
37. Котельная отдельностоящая Школа №40, ул. Варварская, д.15б (КВГМ-1,16-95Н + 2*КВГМ-2,32-95Н, 5 Гкал/ч в 2028 г.).
38. Котельная встроенная, ул. Минина, д.1 (4*котла, 4,22 Гкал/ч в 2028 г.).
39. Котельная крышная, ул. Ульянова, д.47 (9*котлов, 0,62 Гкал/ч с 2020 г.).
40. Котельная пристроенная, ул. Воровского, д.3 (2*котла, 2,06 Гкал/ч с 2025 г.).
41. Котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б (4*КВГМ-30 + 5*ДКВР-6,5-13, 141 Гкал/ч с 2016 г.).

42. Котельная отдельностоящая Художественный музей, Кремль, корпус 3-а (2*котла, 0,79 Гкал/ч с 2015 г.).
43. Котельная отдельностоящая, ул. Горького, д.4а (2*НР-18 + 2*Энергия-3 + 4*КВ-ТС-1, 5,89 Гкал/ч с 2015 г. демонтаж и ввод по 2 котла).
44. Котельная, Высоковская водогрейная котельная, ул. Деловая, д.14 (4*КВГМ-30-150 + ДЕ-6,5-14ГМ, 54,6 Гкал/ч до 86 Гкал/ч в 2027 г. по 3*30 Гкал/ч).
45. Котельная отдельностоящая, ул. Нижегородская, д.29 (6*КВ-ТС-1 - 3,45 Гкал/ч до 5,16 Гкал/ч в 2015 г. по 0,86 Гкал/ч).
46. Котельная пер. Плотничный, 11 (3*ДКВР-6,5-13 на 2*КВТС-6,5) с 2014 г.
47. Котельная отдельностоящая, ул. Родионова, д.28 б (БМК-0,4) в 2015 г.
48. Котельная отдельностоящая Дом интернат для престарелых и инвалидов «Зеленый город» (БМК-1) в 2014 г.
49. Перекладка тепловых сетей к НТЦ (начало участка / конец участка).
50. Перекладка существующих сетей НТЦ.
51. Котельная отдельностоящая Кардиоцентра, ул. Ванеева, д.209б (3*КВ-Г-6,5-150, 19,5 Гкал/ч с 2016 г.).
52. Котельная отдельностоящая, школа №151, ул. Панина, д.10б (3*КВГМ-1,16-115М, 3 Гкал/ч с 2027 г.).
53. Котельная отдельностоящая Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д.8в (2*Энергия-3 + 2 КВ-ТС-1, 3,68 Гкал/ч с 2016 г.).
54. Котельная отдельностоящая, центральная нагорная котельная, Нагорная теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д.5 (2*ПТВМ-50 + ПТВМ-60 + 3*ПТВМ-100 + 2*КВ-ГМ-100, 610 Гкал/ч с 2015 г.).
55. Котельная Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д.8а (3,41 Гкал/ч, 2018 г.).
56. Котельная отдельностоящая, ул. Панина, д.19 б (БМК-8) в 2018 г.
57. Котельная отдельностоящая, мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д.9 (4*ТГВ-8м, 33,27 Гкал/ч с 2016 г.).
58. Котельная отдельностоящая, пр. Гагарина, д.178б (2*ДКВР-10/13 + 2*ПТВМ-30М, 73 Гкал/ч с 2015 г.).
59. Котельная отдельностоящая, ул. Батумская, д.7б (3*КВ-ГМ-10-150, 29,97 Гкал/ч, 2016 г. до 41,58)
60. Реконструкция котельной ул. Голованова, 25а (4*ТВГ-8м) с заменой оборудования с 2016 г.
61. Котельная отдельностоящая, ул.Горная, д.13 (16,1 Гкал/ч, 2016 г.).

- 62. Котельная отдельностоящая, Цветочная, д.3 (15,44 Гкал/ч, 2016 г.).
- 63. Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д.3б (12,47 Гкал/ч, 2016 г.).
- 64. Котельная ул. Гагарина, д.60 корпус 22 (11 Гкал/ч, 2016 г.).
- 65. Котельная ул. Радистов, д.24 (7,99 Гкал/ч, 2018 г.).
- 66. Котельная ул. Терешковой, д.7 (14,5 Гкал/ч, 2018 г.).
- 67. Котельная МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д.15 (16,14 Гкал/ч, 2018 г.).
- 68. Котельная Медицинская Академия, пр. Гагарина, 70-а (2*ДКВР-10), с 2019

г.

69. Перекладка тепловых сетей от котельной пр.Гагарина, 178.

70. Котельная отдельностоящая Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д.24 (БМК-2,5) в 2016 г.

Суммарные капиталовложения в реализацию мероприятий по реконструкции и строительству котельных в ценах 2012 года составляют 7207,4 млн. руб. (таблица 61).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ОАО «Тепло-энерго» в 2012 году, составляет 1351,54 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 5534 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 62).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2025 году.

Таблица 61 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ОАО «Теплоэнерго» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,1	15,0	278,3	85,5	6,6	16,5	8,3	71,4	0,0	38,3	0,0	101,1	0,5	19,2	2,8	9,8
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,1	36,0	218,0	324,3	155,5	107,8	330,3	103,3	185,3	226,0	118,7	180,0	344,3	63,5	92,6
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,2	7,8	172,4	438,4	184,4	177,6	428,7	204,8	188,6	392,3	153,0	198,0	430,4	87,3	127,5
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,2	8,2	56,8	153,8	50,2	51,6	137,6	59,0	54,4	122,2	41,4	26,2	113,8	24,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,1	15,3	304,3	484,2	826,1	509,3	344,0	881,9	445,7	471,2	672,7	491,2	419,9	820,1	267,5	253,9
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,1	16,2	338,6	566,0	1027,7	674,5	484,6	1306,1	692,0	765,8	1144,0	869,5	771,0	1552,3	518,9	506,4

Таблица 62 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ОАО «Теплоэнерго», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капиталовложения, млн. руб.	0	3230	70785	180441	376770	492180	562873	793014	887277	989384	1159480	1261604	1303265	1474112	1382256	1328303	1193735	981866	844466
выплата основной суммы кредитов	0	1615	35473	92075	194843	262290	310751	441359	510559	587141	701545	786877	830122	928751	877877	861070	812609	682001	612802
выплата процентов	0	1615	35312	88366	181927	229890	252122	351655	376718	402244	457935	474727	473143	545361	504380	467232	381125	299865	231664
Аморт. отчисления от стоим. нового оборудования, млн. руб.	0	812	17741	46042	97426	131150	155380	220684	255284	293575	350777	394251	432802	510418	536365	561685	561685	561685	561685
Фин-е инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортиз.), млн. руб.	0	2418	53044	134399	279343	361030	407493	572330	631993	695810	808703	867353	870462	963694	845892	766618	632050	420181	282781
Налог на прибыль, млн. руб.	0	605	13261	33600	69836	90258	101873	143082	157998	173952	202176	216838	217616	240924	211473	191654	158012	105045	70695
Необходимая дополн. валовая прибыль, млн. руб.	0	3023	66305	167999	349179	451288	509366	715412	789991	869762	1010878	1084192	1088078	1204618	1057365	958272	790062	525226	353477
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	1352	1508	1673	1870	2110	2352	2602	2900	3182	3492	3802	4087	4360	4652	4884	5104	5293	5468	5659

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей до 2030 года находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений, и к 2030 году составляет 5659 руб./Гкал (без НДС) (рисунок 13). Постепенное приближение к указанному уровню происходит вследствие экономии топлива, достигающей 17109,7 т у.т. в год.

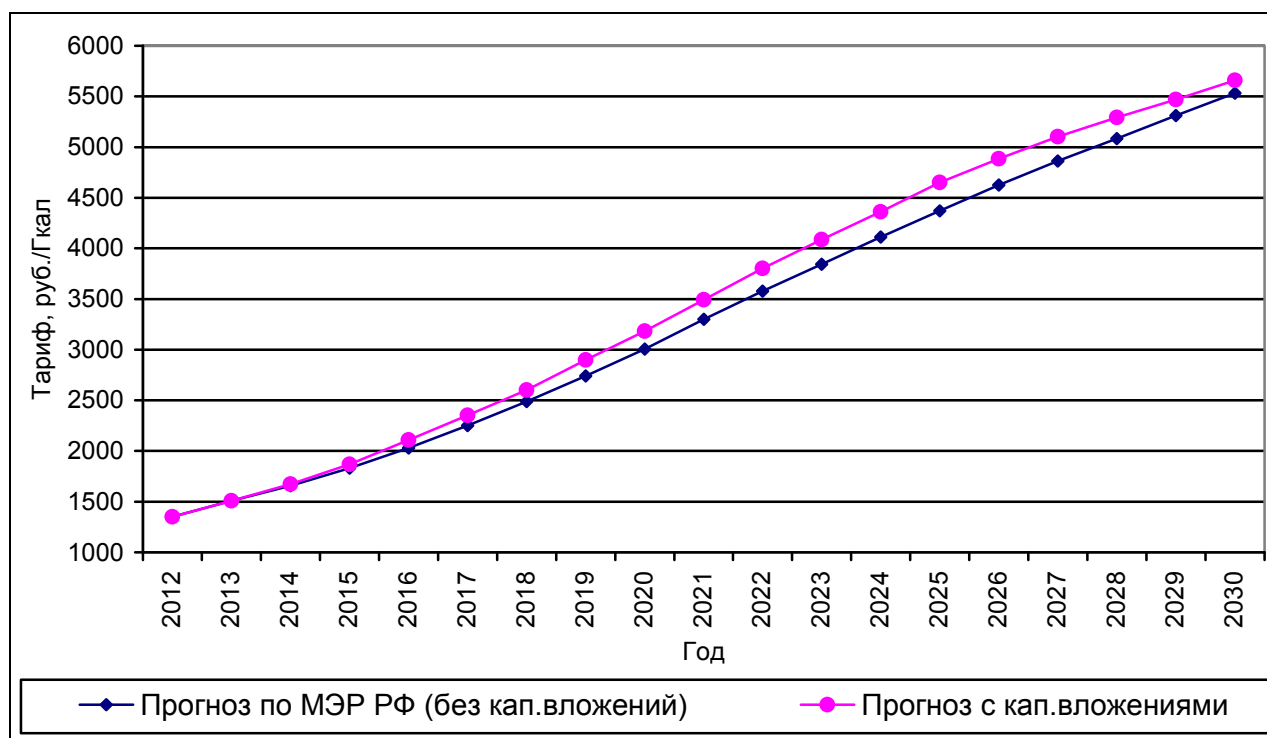


Рисунок 6 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ОАО «Теплоэнерго», руб./Гкал (без НДС).

5.5.5 ФГУП НПП «Полет»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию котельной ФГУП НПП «Полет» по ул. Заводская, д.19 (3*КВГМ-20, 38,34 Гкал/ч с 2015 г.). Суммарные капиталовложения в ценах 2012 года составляют 87,3 млн. руб. (таблица 63).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ФГУП НПП «Полет» в 2012 году, составляет 763,27 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприя-

тий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 3125,10 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 64).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2019 году.

Таблица 63 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ФГУП НПП «Полет» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,0	10,2	0,0	10,2	0,0	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,0	0,7	13,0	0,7	13,0	0,7	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,4	3,6	0,4	3,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,0	7,4	10,9	13,3	14,5	13,3	14,5	13,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	7,8	12,2	15,6	18,0	17,6	20,4	19,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 64 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ФГУП НПП «Полет», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	1556	3911	6827	10078	13072	16444	19475	18361	17248	16134	14243	11990	9518	6957	4614	2171	0	0
выплата основной суммы кредитов	0	778	1995	3552	5355	7120	9162	11135	11135	11135	11135	10358	9141	7583	5780	4016	1973	0	0
выплата процентов	0	778	1917	3275	4723	5952	7282	8339	7226	6112	4999	3885	2849	1935	1177	599	197	0	0
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	389	997	1776	2678	3560	4581	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568	5568
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	1167	2914	5051	7401	9512	11863	13907	12793	11680	10566	8675	6422	3951	1389	0	0	0	0
Налог на прибыль, млн. руб.	0	292	729	1263	1850	2378	2966	3477	3198	2920	2642	2169	1606	988	347	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	1458	3643	6314	9251	11890	14829	17384	15992	14600	13208	10844	8028	4938	1736	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	763	868	979	1108	1256	1412	1582	1757	1894	2047	2192	2321	2447	2564	2680	2797	2922	3050	3176

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей к 2030 году составляет 3176 руб./Гкал (без НДС) – немного выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 14).

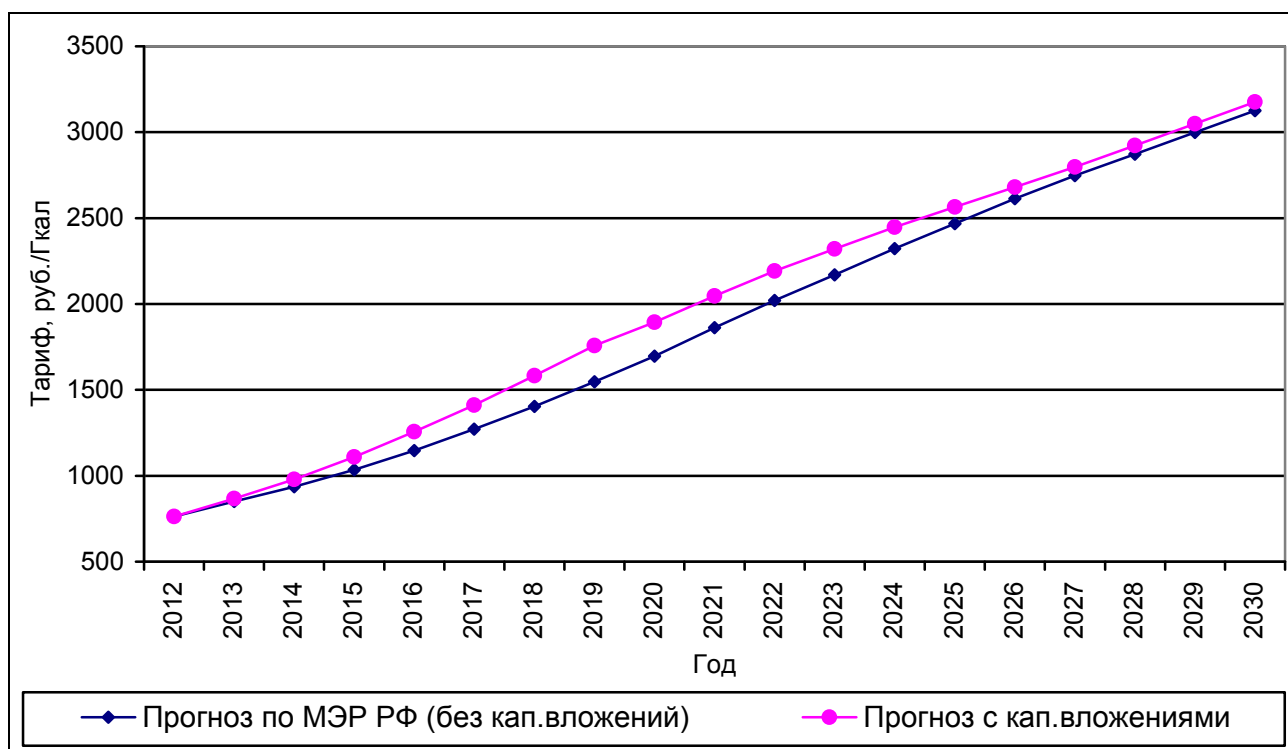


Рисунок 7 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ФГУП НПП «Полет», руб./Гкал (без НДС).

5.5.6 ГОУ ВПО Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию котельной НГТУ им. Р.Е. Алексеева по ул. Минина, д.28 (4*котла, 3 Гкал/ч с 2015 г.). Суммарные капиталовложения в ценах 2012 года составляют 8,8 млн. руб. (таблица 65).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую НГТУ им. Р.Е. Алексеева в 2012 году, составляет 994,38 руб./Гкал (без НДС). Без проведения ме-

роприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 4071,35 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 66).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2024 году.

Таблица 65 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных НГТУ им. Р.Е. Алексеева в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,1	0,6	0,0	0,1	0,6	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,0	0,1	0,9	0,0	0,1	0,9	0,0	0,1	0,9	0,0	0,1	0,9	0,0	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,0	0,7	0,2	1,5	0,2	0,2	1,5	0,2	0,2	1,5	0,2	0,2	1,5	0,2	0,0	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	0,7	0,3	1,8	0,3	0,3	2,2	0,4	0,4	2,5	0,4	0,4	2,8	0,5	0,0	0,0

Таблица 66 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию НГТУ им. Р.Е. Алексеева, прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн.руб.	0	147	190	541	574	603	1003	1020	1032	1470	1465	1381	1832	1630	1499	1370	1058	949	843
выплата основной суммы кредитов	0	73	99	279	309	340	557	593	629	879	920	888	1145	1011	981	950	733	697	662
выплата процентов	0	73	92	262	264	264	447	427	404	591	545	493	687	619	518	420	325	251	182
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	37	49	139	155	170	278	296	314	439	460	481	622	645	645	645	645	645	645
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	110	141	401	419	434	725	724	718	1030	1005	900	1210	985	854	725	413	304	198
Налог на прибыль, млн.руб.	0	28	35	100	105	108	181	181	179	258	251	225	303	246	213	181	103	76	50
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн.руб.	0	138	176	502	524	542	906	905	897	1288	1256	1125	1513	1231	1067	906	516	379	248
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	994	1115	1228	1354	1499	1659	1821	2000	2188	2377	2572	2757	2922	3093	3270	3429	3569	3722	3873

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей до 2020 года находится на уровне тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 15). В дальнейшем, вследствие экономии топлива, достигающей 395,4 т у.т. в год, тариф снижается ниже указанного уровня и к 2030 году составляет 3873 руб./Гкал (без НДС).

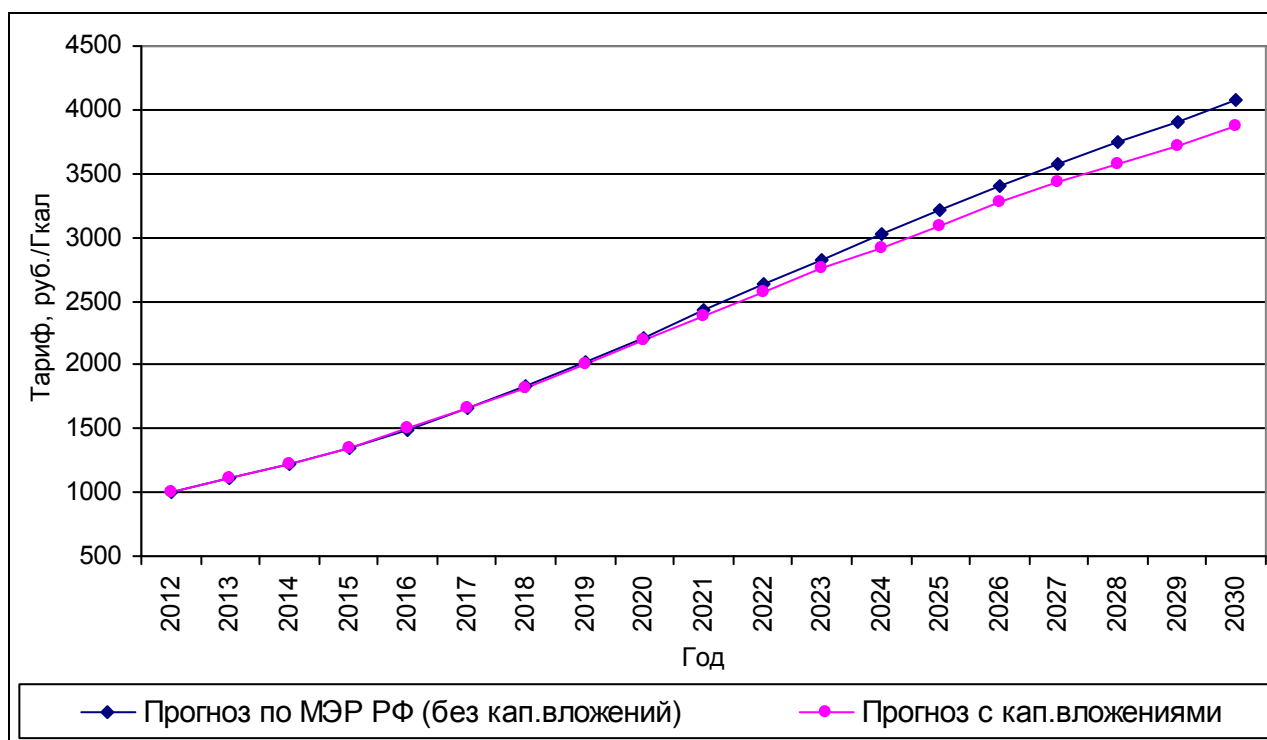


Рисунок 8 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию НГТУ им. Р.Е. Алексеева, руб./Гкал (без НДС).

5.5.7 ООО «Санаторий им. ВЦСПС»

Схема теплоснабжения предполагает строительство котельной к.п. Зеленый город БМК-6 в 2017 г. Суммарные капиталовложения в ценах 2012 года составляют 41,3 млн. руб. (таблица 67).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Санаторий им. ВЦСПС» в 2012 году, составляет 1299,32 руб./Гкал (без НДС). Без проведения

мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 5319,91 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 68).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2017 году.

Таблица 67 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ООО «Санаторий им. ВЦСПС» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,0	0,0	0,0	3,5	31,9	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	0,0	0,0	4,1	39,7	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 68 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ООО «Санаторий им. ВЦСПС», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	0	0	813	8720	9833	9318	8802	8286	7771	7255	6740	6224	5302	853	0	0	0	0
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	407	4380	5156	5156	5156	5156	5156	5156	5156	5156	4749	776	0	0	0	0
выплата процентов	0	0	0	407	4339	4677	4162	3646	3131	2615	2099	1584	1068	553	78	0	0	0	0
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	203	2190	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578	2578
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн. руб.	0	0	0	610	6529	7255	6740	6224	5708	5193	4677	4162	3646	2724	0	0	0	0	0
Налог на прибыль, млн. руб.	0	0	0	152	1632	1814	1685	1556	1427	1298	1169	1040	912	681	0	0	0	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	0	0	762	8162	9069	8425	7780	7136	6491	5847	5202	4558	3405	0	0	0	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	1299	1449	1594	1845	2759	3070	3228	3400	3582	3790	3990	4180	4373	4512	4456	4675	4880	5088	5294

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей до с 2015 года по 2026 год находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 16). В дальнейшем, вследствие экономии топлива, достигающей 189,83 т у.т. в год, тариф снижается ниже указанного уровня и к 2030 году составляет 5294 руб./Гкал (без НДС).

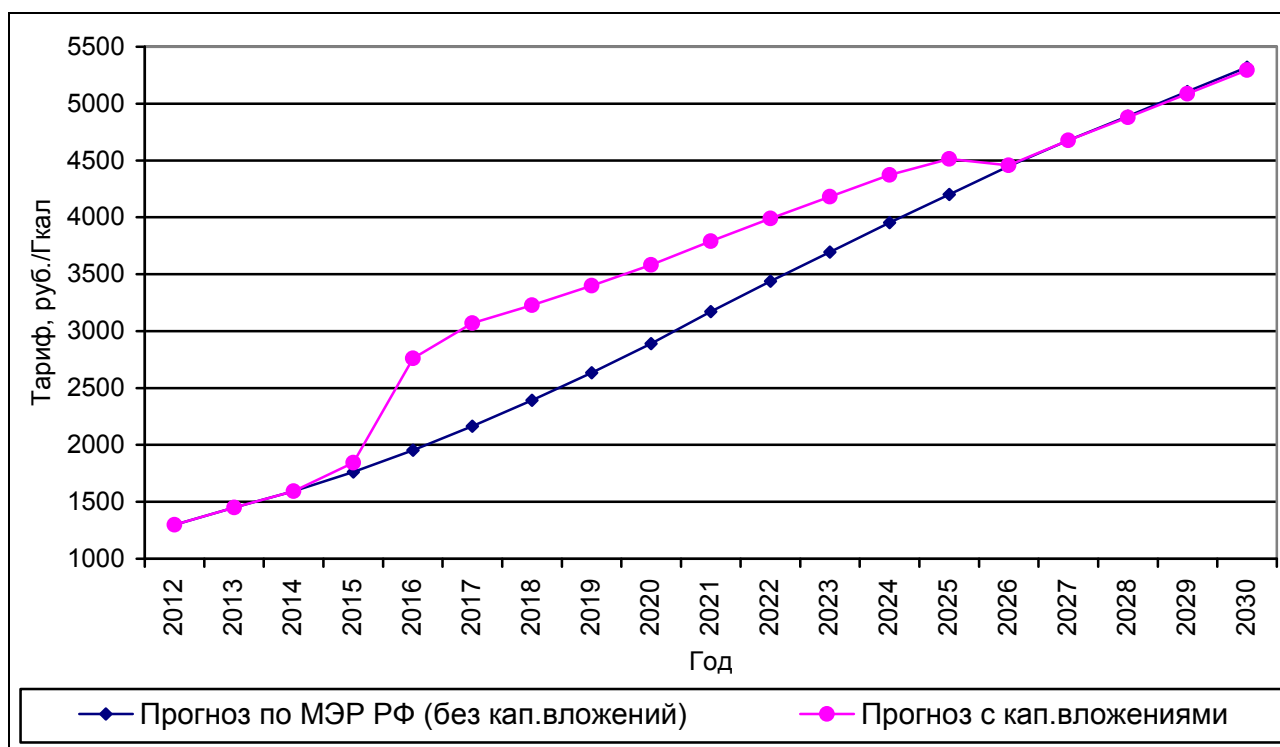


Рисунок 9 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ООО «Санаторий им. ВЦСПС», руб./Гкал (без НДС).

5.5.8 ОАО МК «Нижегородский»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию котельной ОАО МК «Нижегородский» по ул. Ларина, д.19 (3*ДЕ-25/14, 34 Гкал/ч с 2015 г.). Суммарные капиталовложения составляют 420,8 млн. руб. (таблица 69).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ОАО МК «Ниже-

городский» в 2012 году, составляет 799,07 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 3271,69 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 70).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2022 году.

Таблица 69 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ОАО МК «Нижегородский» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,0	0,0	48,0	0,0	48,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,0	0,0	69,0	0,0	69,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	18,8	0,3	18,8	0,3	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4	117,3	18,8	117,3	18,8	117,3	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	15,5	155,4	26,5	173,7	29,2	190,7	31,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 70 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе ОАО МК «Нижегородский», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	0	0	0	3095	34013	37598	70374	72497	106628	107109	100880	94652	88424	80648	59038	51871	30242	24807
выплата основной суммы кредитов	0	0	0	0	1548	17084	19731	37105	40022	59089	62283	62283	62283	62283	60736	45200	42553	25178	22261
выплата процентов	0	0	0	0	1548	16929	17867	33269	32475	47540	44825	38597	32369	26141	19912	13839	9319	5063	2546
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	0	0	0	774	8542	9865	18553	20011	29544	31142	31142	31142	31142	31142	31142	31142	31142	31142
Финн-е инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортиз.), млн. руб.	0	0	0	0	2322	25471	27733	51821	52486	77084	75967	69739	63510	57282	49506	27897	20730	0	0
Налог на прибыль, млн. руб.	0	0	0	0	580	6368	6933	12955	13122	19271	18992	17435	15878	14321	12377	6974	5182	0	0
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	0	0	0	2902	31839	34666	64777	65608	96355	94959	87173	79388	71603	61883	34871	25912	0	0
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	799	891	980	1083	1261	1958	2161	2895	3078	3840	3994	4013	4033	4047	4031	3716	3690	3387	3510

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей с 2016 года находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 17). В дальнейшем, по мере выплаты заемных средств и вследствие экономии топлива, достигающей 1097,88 т у.т. в год, тариф снижается и к 2030 году составляет 3510 руб./Гкал (без НДС). Это выше уровня тарифа без инвестиций на разницу в сумме ежегодных амортизационных отчислений.

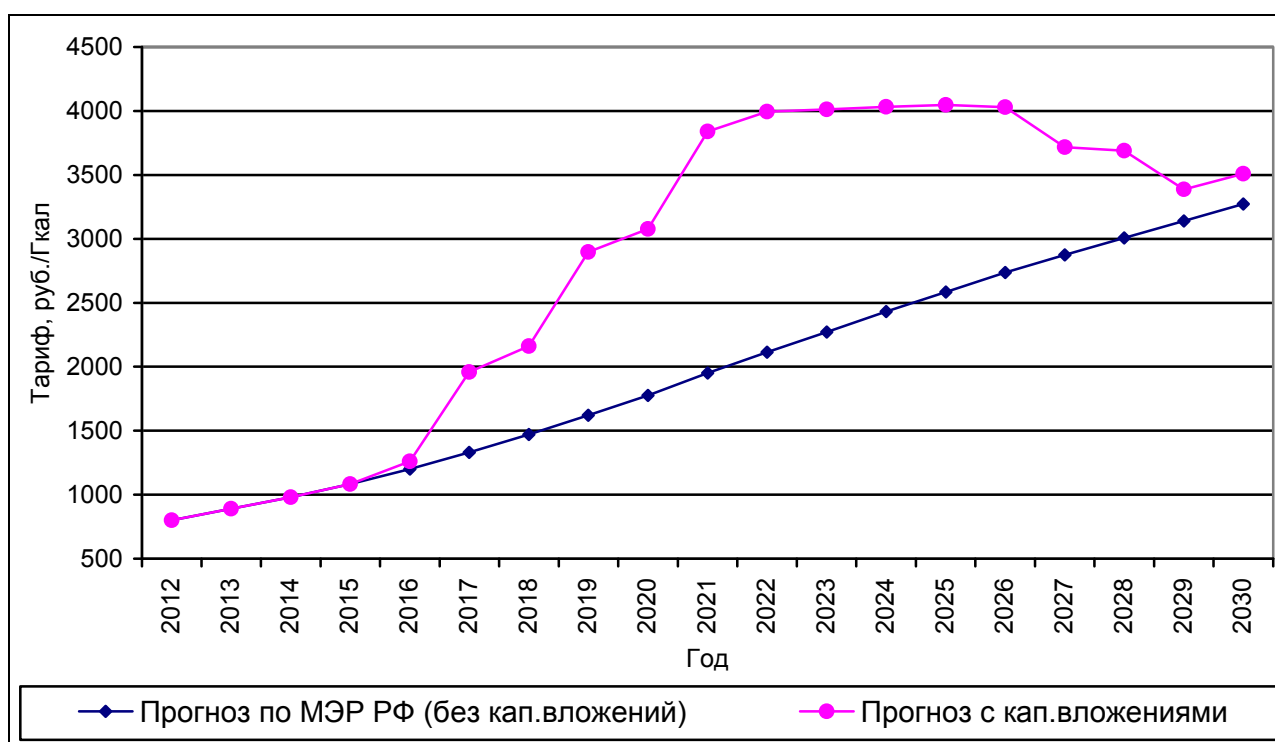


Рисунок 10 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ОАО МК «Нижегородский», руб./Гкал (без НДС).

5.5.9 ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе»

Схема теплоснабжения предполагает реконструкцию котельной ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе» по пр. Гагарина, д. 174 (4*КВГМ-20 + 3*ДКВР-10/13, 83,3 Гкал/ч с 2014 г.). Суммарные капиталовложения в ценах 2012 года составляют 219,2 млн. руб. (таблица 71).

Стоимость оборудования индексировалась в соответствии с индексами-дефляторами, приведенными Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года (таблица 42).

В соответствии с расчетами Региональной службы по тарифам Нижегородской области, среднегодовой тариф на тепловую энергию, отпускаемую ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе» в 2012 году, составляет 914,04 руб./Гкал (без НДС). Без проведения мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, и с учетом тарифных индексов Минэкономразвития РФ тариф на тепловую энергию составил бы 3742,42 руб./Гкал в 2030 году.

Проведение мероприятий требует введения в тариф на тепловую энергию инвестиционной составляющей, складывающейся из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и части прибыли от реализации тепловой энергии, направляемой на финансирование капиталовложений (таблица 72).

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая достигает максимального значения в 2026 году.

Таблица 71 – Суммарные капиталовложения в развитие котельных ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе» в 2012-2027 годах (без НДС)

Наименование	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПИР и ПСД, млн. руб.		19,5														
Оборудование, млн. руб.			0,6	11,4	0,6	11,4	0,6	11,4	0,6	11,4	1,3	2,4	8,9	2,4	8,9	2,4
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.			0,3	16,6	0,3	16,6	0,3	16,6	0,3	16,6	0,7	1,3	13,0	1,3	13,0	1,3
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.			0,2	4,6	0,2	4,6	0,2	4,6	0,2	4,6	0,4	0,4	3,6	0,4	3,6	0,4
Всего капитальные затраты (в ценах 2012 года), млн. руб.		19,5	1,0	32,5	1,0	32,5	1,0	32,5	1,0	32,5	2,4	4,1	25,4	4,1	25,4	4,1
Капитальные затраты (в ценах соотв. лет), млн. руб.	0,0	20,6	1,1	38,0	1,2	43,1	1,4	48,2	1,6	52,9	4,1	7,2	46,7	7,7	49,3	8,1

Таблица 72 – Расчет инвестиционной составляющей в тарифе ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе», прогноз тарифа до 2030 года

Мероприятие	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ежегодные капвложения, млн. руб.	0	4123	4140	11529	11181	19187	18428	27009	25784	34806	33540	30800	38036	33332	40932	35629	33216	26141	24209
выплата основной суммы кредитов	0	2061	2173	5976	6101	10409	10550	15368	15524	20811	21219	19879	24435	21404	26211	22716	22575	17757	17601
выплата процентов	0	2061	1967	5553	5080	8778	7878	11641	10260	13995	12321	10921	13601	11929	14721	12913	10641	8384	6608
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн. руб.	0	1031	1086	2988	3050	5204	5275	7684	7762	10405	10609	10970	13304	13690	16156	16563	16563	16563	16563
Финн-е инвестиций из чистой прибыли (за вычетом аморти.), млн. руб.	0	3092	3053	8541	8130	13982	13153	19325	18022	24400	22931	19830	24732	19643	24776	19067	16654	9578	7647
Налог на прибыль, млн. руб.	0	773	763	2135	2033	3496	3288	4831	4505	6100	5733	4958	6183	4911	6194	4767	4163	2395	1912
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн. руб.	0	3865	3817	10676	10163	17478	16442	24156	22527	30500	28663	24788	30915	24553	30970	23833	20817	11973	9559
Среднегодовой тариф, руб./Гкал (без НДС)	914	1101	1203	1455	1581	1870	2010	2326	2472	2815	2969	3085	3373	3441	3726	3765	3858	3855	3958

Тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей с 2013 года находится выше уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений (рисунок 18). В дальнейшем, по мере выплаты заемных средств и вследствие экономии топлива, достигающей 871,63 т у.т. в год, тариф снижается и к 2030 году составляет 3958 руб./Гкал (без НДС). Полная выплата заемных средств осуществляется в 2036 году.

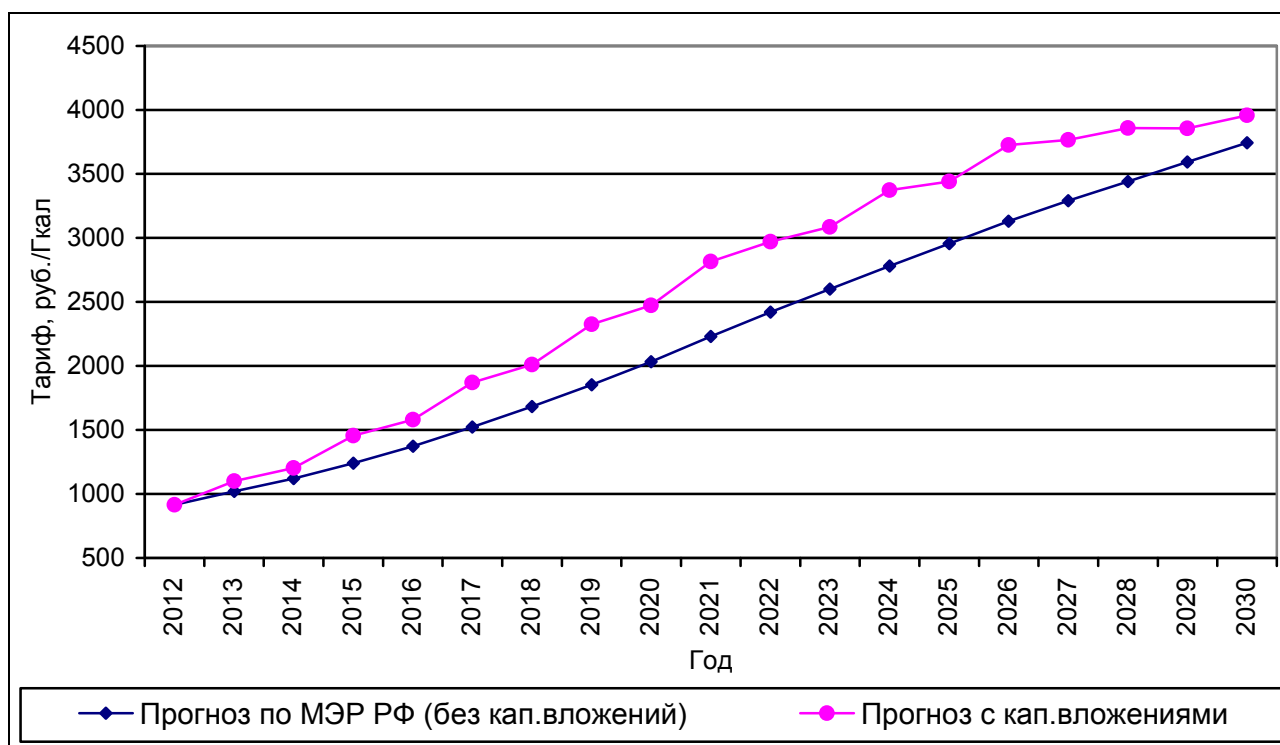


Рисунок 11 – Рост среднего тарифа на тепловую энергию ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе», руб./Гкал (без НДС).

5.6 Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения г. Нижний Новгород на перспективу до 2027 года

Выполненный анализ ценовых последствий проведения мероприятий по реконструкции и строительству ТЭЦ и котельных, а также от закрытия ряда низкоэффективных источников показывает изменение тарифа на тепловую энергию в результате проведения указанных мероприятий в период до 2030 года.

Расчет ценовых последствий от проведения мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению Автозаводской ТЭЦ учитывает то, что при переводе электростанции на парогазовый цикл основной экономический эффект достигается

при производстве электроэнергии вследствие снижения удельных расходов топлива, затрат на производственный персонал и прочих статей затрат.

Соответственно, за счет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию обеспечивается, в разных вариантах, от 20 до 40% от общего объема капиталовложений. Инвестиционная составляющая складывается из амортизационных отчислений от стоимости вводимого оборудования и прибыли от реализации тепловой энергии.

Капиталовложения в новое оборудование обеспечиваются за счет заемных средств со сроком кредитования 10 лет и ставкой 10%. При таких условиях инвестиционная составляющая в тарифе Автозаводской ТЭЦ достигает наибольшего значения в 2015 году и затем снижается по мере выплаты кредитов. Полный возврат заемных средств обеспечивается в 2030 году.

Модернизация Автозаводской ТЭЦ дает экономию топлива до 20% относительно существующего уровня, что позволяет получить экономический эффект и в долгосрочной перспективе снизить тариф на тепловую энергию. Снижение тарифа на тепловую энергию относительно уровня тарифа без учета капиталовложений достигается между 2019 годом в первом варианте (доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 20%) и 2023 годом в третьем варианте (доля капиталовложений, относимых на стоимость тепловой энергии – 40%).

В среднем варианте среднегодовой тариф на тепловую энергию с коллекторов Автозаводской ТЭЦ увеличивается с 620 руб./Гкал в 2012 году до 1385 руб./Гкал в 2020 году и 2196 руб./Гкал в 2030 году.

Аналогично была выполнена оценка ценовых последствий реконструкции Сормовской ТЭЦ, предполагающей частичную замену турбинного и котельного оборудования в 2015-2027 годах.

Поскольку полная выплата заемных средств, необходимых для проведения мероприятий по реконструкции ТЭЦ, может быть достигнута только в 2036 году, снижение тарифа на тепловую энергию относительно уровня тарифа без учета капиталовложений достигается не ранее 2032 года.

В среднем варианте среднегодовой тариф на тепловую энергию с коллекторов Сормовской ТЭЦ увеличивается с 655 руб./Гкал в 2012 году до 1533 руб./Гкал в 2020 году и 3263 руб./Гкал в 2030 году.

Помимо существующих, на территории г. Нижний Новгород планируется строительство новой Нижегородской ТЭЦ в составе двух блоков ПГУ-450 и девяти мини-ТЭЦ суммарной установленной мощностью 180 МВт с пиковыми котельными.

Суммарные капиталовложения в строительство источников составляют 51460,3 млн. руб., в том числе: строительство ТЭЦ – 42239,0 млн.руб.; строительство пиковых котельных – 690,0 млн.руб.; строительство тепловых сетей – 8531,3 млн.руб.

Приемлемые показатели экономической эффективности достигаются при тарифе на тепловую энергию 1604 руб./Гкал (без НДС). Срок окупаемости проектов составляет от 9 до 18 лет при внутренней норме доходности 13,3-34,1%.

Прогнозирование тарифов выполнено на основании индексов роста, опубликованных Минэкономразвития РФ в Прогнозе сценарных условий социально-экономического развития на 2013-2015 годы и Сценарных условиях долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Тариф на тепловую энергию новых ТЭЦ составит (без НДС) 3566 руб./Гкал в 2020 году и до 6567 руб./Гкал к 2030 году.

Мероприятия по закрытию котельных позволяют переключать потребителей на источники с более высокой эффективностью. Тем самым достигается экономия топлива и, в ряде случаев, снижение тарифа. По состоянию на 2012 год, более низкий тариф по сравнению с закрываемыми котельными дают источники Нижегородского филиала ОАО «ТГК-6» и ОАО «Автозаводская ТЭЦ».

Значительная часть закрываемых котельных находятся на балансе ООО «Энергосети» и ОАО «Теплоэнерго», а их потребители подключаются к другим котельным этих же организаций. В этих случаях возможно небольшое снижение средних тарифов ООО «Энергосети» и ОАО «Теплоэнерго» за счет экономии топлива и затрат на эксплуатационный персонал.

Модернизация существующих котельных и строительство новых блочно-модульных котельных оказывает влияние на тарифы теплоснабжающих предприятий, осуществляющих соответствующие мероприятия.

Основным фактором, влияющим на размер тарифа, являются размер ежегодной инвестиционной составляющей, финансируемой из амортизационных отчислений и прибыли. Снижение тарифа осуществляется по мере выплаты заемных средств и вследствие экономии топлива, получаемой в результате проведения мероприятий по повышению эффективности оборудования.

Снижение тарифа с инвестиционной составляющей ниже уровня тарифа, рассчитанного без учета капиталовложений, в период до 2030 года прогнозируется для ООО «Энергосети» (5477 руб./Гкал), НГТУ им. Р.Е. Алексеева (3873 руб./Гкал), ООО

«Санаторий им. ВЦСПС» (5294 руб./Гкал). Для прочих рассмотренных организаций снижение тарифа прогнозируется за 2030 годом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук.авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО Изд-во» «Экономика», 2000. – 421с.

2 Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений. – Утверждена Временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым. № 01/07-99 от 9 сентября 2009 г.

3 Методические рекомендации по применению унифицированных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов ОАО «Газпром» в области тепло- и электроэнергетики. – Р Газпром № 01/350-2008. – М., 2009.

4 Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром». Р Газпром 035-2008. – М., 2008.

5 Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

6 Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

7 Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003.

8 Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 2-ой квартал 2012 г.