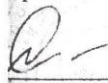


УТВЕРЖДЕНО

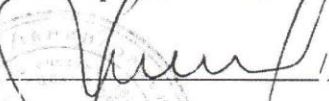
Председатель Комитета
по тарифам и ценовой политике
Ленинградской области


_____ / В. З. Сибирский /

« 16 » октября 2013 г.

СОГЛАСОВАНО

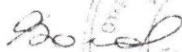
Председатель Комитета по
топливно-энергетическому комплексу
Ленинградской области


_____ / А. В. Гавринский /

« 16 » октября 2013 г.

**ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА
ПО РЕКОНСТРУКЦИИ (МОДЕРНИЗАЦИИ) СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЕРИОД 2013-2022 ГГ.**

Генеральный директор
ОАО "Тепловые сети"



_____ / В. Т. Володкевич /

« 23 » июля 2013 г.

г. Тосно
2013 г.

ОВАНО:

инистрации Тосненского ГП
го муниципального района Ленинградской области
3. *Томасов* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Никольского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Синица* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Любанского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Киселев Н.П.* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Ульяновского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Мельников* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Фриновского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Томасов* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Красноборского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Семиков М.В.* / « _____ » _____ 20__ г.

инистрации Рябовского ГП
го муниципального района Ленинградской области
/ *А.М. Макаров* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Федоровского СП
го муниципального района Ленинградской области
/ *А.В. Фиников* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Нурминского СП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Ишироков В.А.* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Грбникоборского СП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Шейдеров С.А.* / « _____ » _____ 201__ г.

инистрации Тельмановского СП
го муниципального района Ленинградской области
/ *Кабанчик С.П.* / « _____ » _____ 201__ г.

ЛОЖЕНИЕ к решению Совета депутатов:

ского ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

06.2013 № 203

ского ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

3.04.2013 № 219

кого ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

04.2013 № 214

ского ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

07.2013 № 142

вского ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

02.2013 № 160

орского ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

02.2013 № 147

ого ГП Тосненского муниципального района Ленинградской области

04.2013 № 98

ского СП Тосненского муниципального района Ленинградской области

03.2013 № 168

ского СП Тосненского муниципального района Ленинградской области

02.2013 № 180

оборского СП Тосненского муниципального района Ленинградской области

02.2013 № 102

овского СП Тосненского муниципального района Ленинградской области

04.2013 № 46

СОДЕРЖАНИЕ

I. Адресная часть. Общие сведения об организации	7
II. Анализ документов территориального планирования Тосненского муниципального района Ленинградской области.....	8
2.1. Административно-территориальная структура Тосненского муниципального района Ленинградской области	8
2.2. Документы территориального планирования Тосненского муниципального района Ленинградской области	9
III. Анализ существующей системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области.....	10
3.1 Структура и общая характеристика комплекса теплоснабжения Тосненского муниципального района.....	10
3.2 Анализ системы теплоснабжения Тосненского муниципального района в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети».....	13
3.2.1 Анализ данных по перспективным тепловым нагрузкам в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» на среднесрочный период	13
3.2.2 Показатели баланса тепловой мощности ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе Ленинградской области	15
3.2.3 Анализ топливного баланса Тосненского муниципального района в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети»	17
3.2.4 Анализ технического состояния оборудования тепловых источников и сетей до реконструкции (модернизации)	19
IV. Оценка надежности обеспечения теплоэнергией жилья, объектов социальной сферы и предприятий в муниципальных образованиях с учетом износа оборудования тепловых источников и сетей и оценка эффективности деятельности по теплоснабжению потребителей.....	26
V. Анализ производственной, финансово-экономической и инвестиционной деятельности ОАО «Тепловые сети» за период 2009-2011 гг.	26
VI. Структура себестоимости тепловой энергии, отпускаемой ОАО «Тепловые сети» в 2010-2012 гг. Резервы по ее снижению	28
VII. Финансовые ограничения при разработке и реализации инвестиционной программы.....	31
VIII. Приоритетные направления инвестирования при реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского района в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети»	36
IX. Целевые индикаторы, достигаемые при реализации инвестиционной программы	37
X. Условия реализации инвестиционной программы	48

XI. Формирование адресной инвестиционной программы	50
XII. Обоснование финансовых потребностей для реализации инвестиционной программы.....	60
12.1. Источники финансирования капитальных вложений.....	60
12.1.1. Источники финансирования капитальных вложений	60
12.1.2. Условия привлечения кредитов банков	60
12.1.3. Условия привлечения собственных средств Инвестора	65
12.2. Параметры финансовой модели для реализации Инвестиционной программы	66
XIII. Расчет тарифных последствий осуществления планируемых инвестиций.....	72
13.1. Оценка увеличения амортизационных отчислений по основным фондам при реализации инвестиционной программы	72
13.2. Оценка увеличения налога на имущество организации с учетом объектов инвестирования.....	73
13.3. Долгосрочный тарифный сценарий на срок реализации инвестиционной программы	74
13.3.1 Показатели производственной программы ОАО "Тепловые сети" на период 2012– 2022 гг.	75
13.3.2. Обоснование графика арендных платежей (с инвестиционной составляющей) для включения в тарифы на тепловую энергию	77
13.3.3. Прогноз тарифов на теплоэнергию на срок реализации инвестиционной программы	81
XIV. Показатели эффективности инвестиций.....	88
XV. Условия поставок теплоэнергии в Тосненском муниципальном районе. Показатели уровня жизни населения.	95
XVI. Анализ влияния тарифных последствий осуществления инвестиций	102
16.1 Анализ влияния тарифных последствий осуществления инвестиций на бюджетные расходы муниципальных образований на цели ЖКХ.....	102
16.2 Анализ влияния тарифных последствий осуществления инвестиций на доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы..	105
XVII. Заключение.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Паспорт Инвестиционной программы	119
1. Адресная часть	120
2. Общие сведения об эксплуатирующей организации:	120
3. Основные положения инвестиционной программы (ИП)	121
4. Сроки реализации мероприятий инвестиционной программы	122
5. Основные цели и задачи инвестиционной программы	122

6.	Целевые индикаторы, достигаемые при реализации инвестиционной программы	122
7.	Инвестиционные затраты на реализацию ИП	131
8.	Адресный список мероприятий в прогнозных ценах с НДС, тыс. руб.	132
9.	План финансирования инвестиционной программы	135
10.	Финансовые потребности инвестиционной программы.....	135
11.	Параметры финансовой модели для реализации ИП.....	136
12.	График поступления средств на финансирование ИП, тыс. руб.	138
13.	График перечисления Эксплуатирующей организацией арендной платы Инвестору (с НДС), тыс. руб.	139
14.	Ожидаемые результаты при реализации инвестиционной программы	140
15.	Контроль хода реализации инвестиционной программы	140

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Техническое задание на разработку инвестиционной программы.....141

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Документы, подтверждающие условия кредитования на цели финансирования инвестиционной программы142

1.	Кредитный договор № 106/09 от 08.12.2009г.....	143
2.	Кредитный договор № 07/12 от 21.02.2012г.....	169

I. АДРЕСНАЯ ЧАСТЬ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ

Полное наименование организации: Открытое Акционерное Общество «Тепловые сети»

Сокращенное наименование организации: ОАО «Тепловые сети»

ИНН/КПП 4716024190 / 471601001

ОГРН 1054700602990 **ОКПО:** 31100847 **ОКВЭД:** 40.30.14, 41.00.2, 90.01, 70.32.1

Юридический адрес: 187000, Ленинградская обл., г. Тосно, ул. Боярова, д. 1.

Почтовый адрес: 187000, Ленинградская обл., г. Тосно, ул. Боярова, д.20.

Тел./факс: 8 (81361) 2-08-38; 2-28-93

Руководитель организации: Генеральный директор Володкевич Валерий Тадеушевич

Код ОККОГУ / Орган гос. управления: 49001 / Хозяйственные общества, образованные из государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий

Код ОККОПФ / Организационно-правовая форма 47 / Открытые акционерные общества

Регион Ленинградская область

Дата регистрации: 05.12.2005

Орган государственной регистрации: ИФНС России по Тосненскому р-ну Лен. обл.

Код регистрации ГРН: 1054700602990

Общие сведения о предприятии:

ОАО «Тепловые сети» является энергоснабжающей организацией, то есть хозяйствующим субъектом, осуществляющим продажу потребителям произведенной или купленной тепловой энергии. ОАО "Тепловые сети" эксплуатирует теплогенерирующие и теплосетевые активы на основании договоров аренды. До 2010 г. весь имущественный комплекс теплоснабжения в Тосненском муниципальном районе являлся собственностью муниципальных образований первого уровня и эксплуатировался ОАО "Тепловые сети" на основании договоров аренды, заключенных с администрациями поселений. С 2010 г. и до настоящего времени основную часть объектов комплекса теплоснабжения ОАО "Тепловые сети" по-прежнему арендует по договорам с администрациями поселений, а ряд объектов – по договорам аренды, заключенными с ООО «Энергоформ».

ОАО «Тепловые сети» осуществляет регулируемые виды деятельности, а именно – производство и передачу тепловой энергии. Тарифы (цены) продажи на реализуемую организацией тепловую энергию подлежат государственному регулированию в соответствии с полномочиями органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Основными видами деятельности ОАО «Тепловые сети» являются:

- производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными;
- передача пара и горячей воды (тепловой энергии);
- сбор и очистка воды;
- распределение воды;
- удаление сточных вод, отходов и аналогичная деятельность;
- управление эксплуатацией жилого фонда;
- управление эксплуатацией нежилого фонда;
- производство и обеспечение населения, государственных, муниципальных, общественных и коммерческих организаций горячим и холодным водоснабжением, отоплением, водоотведение;
- эксплуатация объектов газового хозяйства;
- техническое обслуживание, ремонт, наладка и эксплуатация тепловых сетей;
- техническое обслуживание, ремонт и эксплуатация электроустановок.

II. АНАЛИЗ ДОКУМЕНТОВ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1. АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Вся территория Ленинградской области разграничена между поселениями, территории всех поселений – за исключением территории городского округа (Сосновый Бор) входят в состав муниципальных районов. Таким образом, на территории Ленинградской области 17 муниципальных районов, один городской округ, а также 142 сельских поселения и 62 городских поселения в составе муниципальных районов. С 1 января 2002 года по 1 января 2007 года исключено из учетных данных по различным основаниям 28 населенных пунктов, образован один населенный пункт. Населенных пунктов всего 2 945, в т. ч.: городских – 63 (31 город и 32 городских поселка); сельских – 2 882.



Тосненский район является одним из крупных районов Ленинградской области и расположен в 40 км от Санкт-Петербурга. На севере район граничит с Санкт-Петербургом, на юге – с Новгородской областью, на северо-востоке – с Кировским районом, на западе – с Гатчинским районом, на юго-западе – с Лужским районом.

Сегодня территория района составляет 3 600 кв. км, а численность населения – 111,1 тыс. человек.

В состав района входят три города – Тосно (районный центр), Любань, Никольское и более 100 поселков, сел и деревень.

Административным центром муниципального района является город Тосно. Тосно отнесен к категории городов областного подчинения 1 февраля 1963 года. Город расположен на берегу реки Тосна (бассейн Невы), в 54 км к юго-востоку от Санкт-Петербурга.

С 2006 года в соответствии с федеральным законодательством на территории района создана двухуровневая система местного самоуправления. Образовано 13 самостоятельных муниципальных образований первого уровня (7 городских и 6 сельских поселений), в

каждом из которых сформированы свои органы власти, а район получил статус муниципального образования второго уровня местной власти.

Тосненский муниципальный район имеет следующую административно-территориальную структуру:

Таблица 1 Муниципальные образования городских и сельских поселений Тосненского муниципального района

Название МО	Население (2005 год), чел	Административный центр
Городские поселения		
Тосненское городское поселение	43 653	Тосно
Никольское городское поселение	18 160	Никольское
Любанское городское поселение	10 034	Любань
Ульяновское городское поселение	9 200	Ульяновка
Форносовское городское поселение	5 113	Форносово
Красноборское городское поселение	4 914	Красный Бор
Рябовское городское поселение	3 200	Рябово
Сельские поселения		
Тельмановское сельское поселение	8 033	Тельмана
Фёдоровское сельское поселение	3 511	Фёдоровское
Нурминское сельское поселение	3 406	Нурма
Лисинское сельское поселение	2 013	Лисино-Корпус
Трубникоборское сельское поселение	1 700	Трубников Бор
Шапкинское сельское поселение	558	Шапки

2.2. ДОКУМЕНТЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

При подготовке ТЗ на разработку инвестиционных программ организаций должны учитываться данные следующих документов территориального планирования муниципального образования:

- данные плана (прогноза) социально-экономического развития муниципального образования субъекта РФ;
- документы территориального планирования городов, поселений и промышленных зон, данные по планируемым объемам ввода объектов жилищного и промышленного строительства;
- перечень и характеристика земельных участков, обеспечиваемых инженерной инфраструктурой в целях подключения объектов строительства (реконструкции) в период реализации разрабатываемой инвестиционной программы;
- информация по перспективным тепловым нагрузкам, прогнозируемым объемам потребления тепловой энергии (мощности) на среднесрочный период не менее 6 лет;
- комплексная программа развития систем коммунальной инфраструктуры;
- перспективная схема теплоснабжения муниципального образования, данные о необходимой установленной мощности теплогенерирующего оборудования для обеспечения покрытия тепловых нагрузок с учетом их перспективного роста и необходимости обеспечения резервирования отпуска теплоэнергии потребителям.

В Тосненском муниципальном районе утверждена схема территориального планирования (<http://www.tosno-online.com/building/architecture/>) решением Совета депутатов муниципального образования Тосненский район Ленинградской области от 24.06.2011 г. № 104 «Об утверждении Схемы территориального планирования Тосненского

муниципального района Ленинградской области» (<http://www.tosno-online.com/relevant/files/104.rar>).

При разработке ТЗ учитывалась следующая предоставленная информация:

- планируемое изменение суммарной численности населения, а также численности населения, пользующегося услугами отопления и горячего водоснабжения;
- планируемые объемы ввода объектов промышленного строительства;
- планируемые объемы жилищного строительства;
- планируемые объемы строительства и ввода объектов социального назначения;
- планируемый рост тепловых нагрузок и теплопотребления поселков Тосненского муниципального района Ленинградской области, обслуживаемых ОАО «Тепловые сети».

III. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1 СТРУКТУРА И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА

В Тосненском муниципальном районе действуют 7 организаций, осуществляющих производство тепловой энергии. Показатели баланса тепловой энергии Тосненского муниципального района, принятые регулирующим органом при расчете тарифов на 2012 г., представлены в таблице:

Таблица 2 Баланс тепловой энергии Тосненского муниципального района на 2012 г. (план для расчета тарифов по данным регулирующего органа)

№	Наименование	ОАО "Тепловые сети", г. Тосно	ГУП "ТЭК СПб"	ФГУ "Исправительная колония-2" ГУФСИН по С-Пб и ЛО МО РФ	ОАО "РЖД" (Октябрьская дирекция по тепловодоснабжению - СП Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД")	ОАО "РЭУ" филиал "Санкт- Петербургский"	ФГОУ СПО «Лисинский лесной колледж»	Обособленное подразделение ООО "ФПГ "РОССТРО - ЛФК"	Всего по МО
1	Выработка т/э, Гкал	669 835	75 894	7 901	24 847	2 499	6 928	21 277	809 181
2	Расход т/э на собственные нужды, Гкал	19 157	1 745	189	0	84	0	823	21 999
3	Покупка т/э, Гкал	1 101	-	-	-	-	-	-	1 101
4	Отпуск т/э в сеть, Гкал	651 778	74 149	7 712	24 847	2 414	6 928	20 454	788 283
5	Потери т/э в сетях, Гкал	79 669	3 909	262	531	193	208	400	85 173
6	Полезный отпуск т/э, всего, Гкал, в т.ч.:	572 109	70 240	7 450	24 316	2 221	6 720	20 054	703 110
6.1	- на нужды предприятия	-	-	-	21 651	-	4 880	17 554	44 085
6.2	- организациям-перепродавцам	-	-	-	-	-	-	1 101	1 101
6.3	- сторонним потребителям	572 109	70 240	7 450	2 665	2 221	1 840	1 399	657 924
6.3.1	население	424 519	55 721	370	300	982	900	1 300	484 092
6.3.2	бюджетные потребители	79 240	2 131	7 030	-	1 219	900	99	90 619
6.3.3	прочие	68 350	12 388	50	2 365	20	40	-	83 213

Из таблицы видно, что ряд производителей теплоэнергии основной объем вырабатываемой тепловой энергии использует на технологические нужды собственных производств, их участие в теплоснабжении сторонних потребителей (населения, бюджетных и прочих организаций) Тосненского района незначительно.

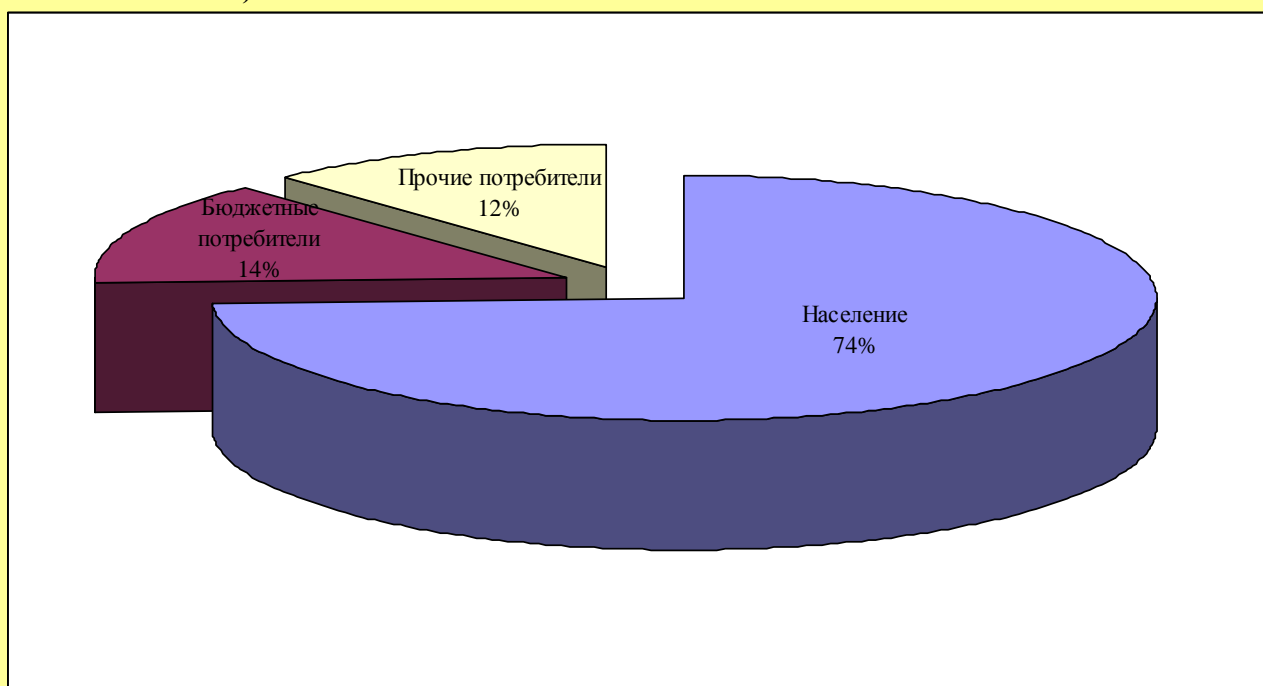
Данные об объеме и доле участия организаций-производителей теплоэнергии в теплоснабжении сторонних потребителей Тосненского муниципального района представлены в следующей таблице:

Таблица 3 Структура комплекса теплоснабжения Тосненского муниципального района

№	Наименование	Полезный отпуск потребителям (план ЛенРТК на 2012 г.), Гкал	%
Всего по Тосненскому муниципальному району		657 924,1	100,0%
1	ОАО "Тепловые сети"	572 109,0	87,0%
2	ГУП "ТЭК СПб"	70 239,9	10,7%
3	ФГУ "Исправительная колония-2" ГУФСИН по С-Пб и ЛО МО РФ	7 450,0	1,1%
4	ОАО "РЖД" (Октябрьская дирекция по тепловодоснабжению - СП Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД")	2 665,0	0,4%
5	ОАО "РЭУ" филиал "Санкт-Петербургский"	2 221,3	0,3%
6	ФГОУ СПО «Лисинский лесной колледж»	1 840,0	0,3%
7	Обособленное подразделение ООО "ФПГ "РОССТРО - ЛФК"	1 398,9	0,2%

Из таблицы видно, что в Тосненском муниципальном районе основной теплоснабжающей организацией, покрывающей потребности населения, бюджетных и прочих организаций в тепловой энергии, является ОАО «Тепловые сети» (87% полезного отпуска конечным потребителям). Структура полезного отпуска ОАО "Тепловые сети" по группам потребителей представлена на рисунке:

Рисунок 1 Структура полезного отпуска ОАО "Тепловые сети" по группам потребителей (план ЛенРТК на 2012 г.)



Участие других организаций в обеспечении потребностей в тепле сторонних потребителей в тепловом балансе района суммарно составляет 13%.

Для организации подобного масштаба, обеспечивающей теплоэнергией более 80% теплопотребления Тосненского муниципального района, особое значение имеет поддержание тепловых источников и сетей ОАО "Тепловые сети" в работоспособном состоянии, своевременная замена устаревшего оборудования на современные аналоги и реконструкция (модернизация) тепловых для обеспечения качества и надежности теплоснабжения в Тосненском муниципальном районе с учетом перспективного развития района.

3.2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТОСНЕНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В ЗОНЕ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОАО «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ»

3.2.1 Анализ данных по перспективным тепловым нагрузкам в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» на среднесрочный период

В зону теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» (Тосненский муниципальный район) входят следующие городские и сельские поселения:

Таблица 4 Муниципальные образования Тосненского муниципального района в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети"

Городские поселения	Сельские поселения
Тосненское ГП	Тельмановское СП
Никольское ГП	Федоровское СП
Любанское ГП*	Нурминское СП
Ульяновское ГП	Трубникоборское СП
Форносовское ГП	Шапкинское СП
Красноборское ГП	-
Рябовское ГП	-

*Примечание – ОАО "Тепловые сети" обслуживало Любанское ГП до 28.02.2009 г. Поставщиком услуг теплоснабжения в Любанском ГП с 01.03.2009 г. являлось ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ». Вследствие сформировавшейся задолженности ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ» перед ресурсоснабжающими организациями было принято решение о передаче функций теплоснабжения от ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ» ОАО «Тепловые сети» с 24.08.2011 г.

Для оценки необходимого развития тепловых источников и сетей ОАО "Тепловые сети" используются сведения о перспективных тепловых нагрузках в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети".

Данные о прогнозных перспективных нагрузках в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе до 2020 г. представлены в следующих таблице:

Таблица 5 Сводные данные по перспективным тепловым нагрузкам в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» на перспективный период

№	Наименование	Ед.изм.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	Тосненское ГП	Гкал/час	132,4	133,0	134,4	135,4	134,2	140,4	145,4	150,8	156,2	173,3	174,1	174,9	175,8	176,6
2	Никольское ГП	Гкал/час	42,1	42,1	42,1	41,4	41,4	41,6	42,2	42,8	42,8	48,2	48,2	48,2	48,2	48,2
3	Любанское ГП	Гкал/час	16,1	15,8	15,4*	15,1*	14,7*	15,0	15,4	15,7	16,4	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
4	Ульяновское ГП	Гкал/час	12,5	12,0	11,6	11,1	10,7	10,2	9,8	9,4	8,9	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6
5	Форносовкое ГП	Гкал/час	5,9	5,9	5,9	5,9	5,7	5,7	5,8	6,1	6,1	6,1	6,4	6,5	6,8	6,9
6	Красноборское ГП	Гкал/час	8,3	8,2	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
7	Рябовское ГП	Гкал/час	6,1	6,1	6,1	6,4	6,4	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,9	8,3	8,6	9,1
8	Федоровское СП	Гкал/час	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
9	Нурминское СП	Гкал/час	6,3	6,0	5,7	5,3	5,0	5,0	5,0	5,0	6,2	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
10	Трубникоборское СП	Гкал/час	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
11	Шапкинское СП	Гкал/час	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
12	Тельмановское СП	Гкал/час	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3
13	ИТОГО нагрузка потребителей	Гкал/час	245,5	244,8	245,0	244,2	241,6	247,8	253,7	260,0	267,1	290,5	292,0	293,4	294,9	296,5

*Примечание – ОАО "Тепловые сети" обслуживало Любанское ГП до 28.02.2009 г. Поставщиком услуг теплоснабжения в Любанском ГП с 01.03.2009 г. являлось ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ». Вследствие сформировавшейся задолженности ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ» перед ресурсоснабжающими организациями было принято решение о передаче функций теплоснабжения от ООО «Л-ТЕПЛОСНАБ» ОАО «Тепловые сети» с 24.08.2011 г.

На основе анализа данных о перспективных тепловых нагрузках с 2007 г. по 2020 г. можно сделать вывод, что в целом по зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» Тосненского муниципального района прогнозная подключенная нагрузка потребителей возрастет на 51,0 Гкал/ч (без учета потерь) или на 21% за счет роста нагрузки по следующим поселениям:

- в Тосненском ГП рост нагрузки на 44,2 Гкал/час (на 33%);
- в Никольском ГП увеличение на 6,1 Гкал/час (на 14%);
- в Рябовском ГП рост на 3,0 Гкал/час (на 49%);
- в Любанском ГП рост на 1,0 Гкал/час (на 6%);
- в Форносовском ГП рост на 1,0 Гкал/час (на 18%);
- в Тельмановском СП увеличение на 0,3 Гкал/час (на 7%).

3.2.2 Показатели баланса тепловой мощности ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе Ленинградской области

После реализации инвестиционной программы мощности тепловых источников ОАО "Тепловые сети" в поселениях Тосненского района должны обеспечивать присоединенные тепловые нагрузки потребителей.

Показатели баланса тепловой мощности в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе до и после реализации инвестиционной программы представлены в таблице:

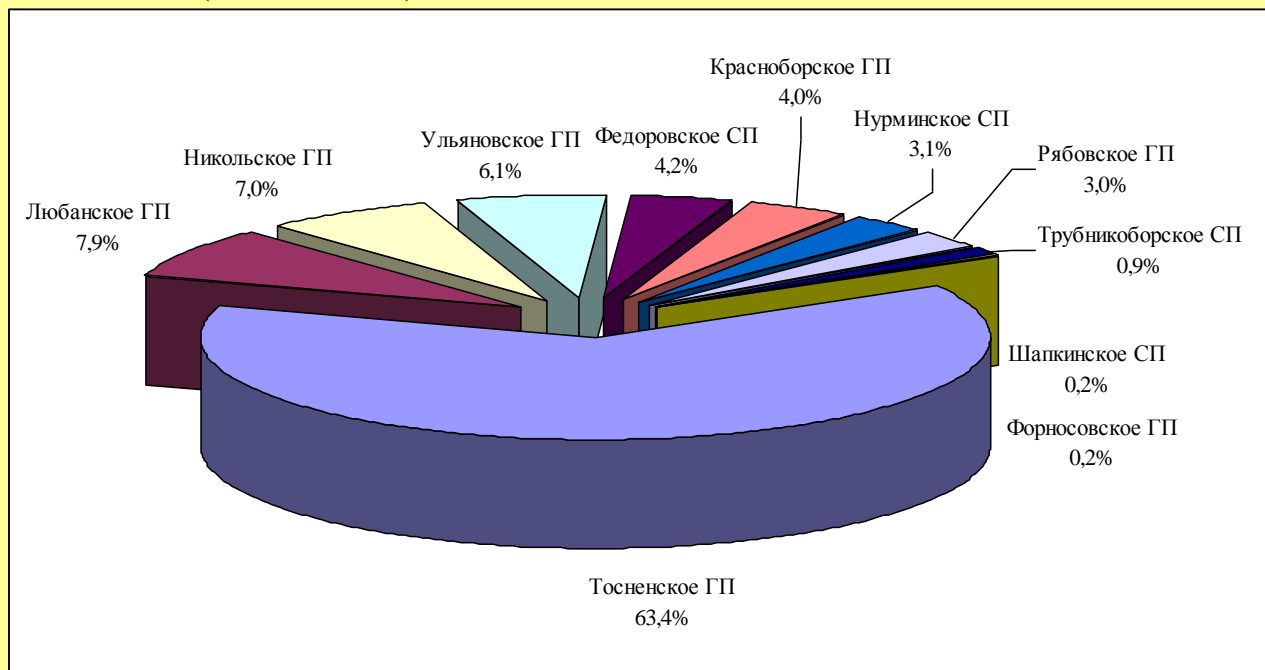
Таблица 6 Баланс мощности ОАО «Тепловые сети» до и после реализации инвестиционной программы

№ п.п.	Населенный пункт, объект	До реконструкции			После реконструкции (2016 г.)		
		Коэффициент использования мощности	Установленная мощность, Гкал/час	Присоединенная нагрузка (без потерь), Гкал/час	Коэффициент использования мощности	Установленная мощность, Гкал/час	Присоединенная нагрузка (без потерь), Гкал/час
1.	Тосненское ГП	0,62	208,2	129,7	0,82	211,7	173,29
2.	Никольское ГП	0,11	135,20	14,40	0,87	55,52	48,24
3.	Любанское ГП	0,69	23,20	16,11	0,92	18,50	17,10
4.	Ульяновское ГП	0,38	32,60	12,45	0,72	11,80	8,47
5.	Форносовское ГП	0,68	0,50	0,34	0,75	8,17	6,14
6.	Красноборское ГП	0,94	8,80	8,28	0,84	9,55	8,04
7.	Рябовское ГП	0,36	17,10	6,13	0,87	8,60	7,49
8.	Федоровское СП	0,65	13,3	8,63	0,65	13,3	8,63
9.	Нурминское СП	0,26	24	6,27	0,87	7,22	6,27
10.	Трубноборское СП	0,18	10,4	1,85	0,72	1,72	1,24
11.	Шапкинское СП	0,23	1,80	0,41	0,23	1,80	0,41
12.	Тельмановское СП	-	-	-	1,00	5,2	5,2
	Всего	0,43	475,09	204,59	0,82	353,11	290,53

Основными поселениями, определяющими балансовые показатели ОАО «Тепловые сети» до реконструкции (модернизации) (в 2007 г.), являются:

- Тосненское ГП – 63% нагрузки потребителей;
- Любанское ГП – 7,9% нагрузки потребителей;
- Никольское ГП – 7,0% нагрузки потребителей.

Рисунок 2 Структура тепловой нагрузки потребителей в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети" в 2007 г. (по поселениям)



Как видно из таблицы, до реконструкции (модернизации) (в 2007 г.) установленная мощность котельных ОАО «Тепловые сети» составляла 475,09 Гкал/час, присоединенная нагрузка – 204,59 Гкал/час. Коэффициент использования мощности по организации в среднем – 0,43 (избыток мощности).

Из таблицы видно, что практически по всем поселениям (кроме Красноборского ГП) в 2007 г. наблюдался избыток мощности:

- Никольское ГП - мощность 135,2 Гкал/ч, нагрузка 14,4 Гкал/ч, коэффициент использования мощности (далее - Ки) равен 0,11;
- Трубноборское СП - мощность 10,4 Гкал/ч, нагрузка 1,85 Гкал/ч, Ки= 0,18;
- Шапкинское СП - мощность 1,8 Гкал/ч, нагрузка 0,41 Гкал/ч, Ки= 0,23;
- Нурминское СП - мощность 24 Гкал/ч, нагрузка 6,27 Гкал/ч, Ки= 0,26;
- Рябовское ГП - мощность 17,1 Гкал/ч, нагрузка 6,13 Гкал/ч, Ки= 0,36;
- Ульяновское ГП - мощность 32,6 Гкал/ч, нагрузка 12,45 Гкал/ч, Ки= 0,38;
- Госненское ГП - мощность 208,2 Гкал/ч, нагрузка 129,7 Гкал/ч, Ки= 0,62;
- Федоровское СП - мощность 13,3 Гкал/ч, нагрузка 8,63 Гкал/ч, Ки= 0,65;
- Форносовское ГП - мощность 0,5 Гкал/ч, нагрузка 0,34 Гкал/ч, Ки= 0,68;
- Любанское ГП - мощность 23,2 Гкал/ч, нагрузка 16,11 Гкал/ч, Ки= 0,69.

Избыток мощности на котельных по данным поселениям негативно влияет на уровень загрузки тепловых источников в целом по ОАО «Тепловые сети», показатели тепловой экономичности и себестоимость производства теплоэнергии.

В указанных поселениях с целью оптимизации использования установленной мощности необходима реконструкция (модернизация) котельных с сокращением установленной мощности теплоисточников и приведением ее в соответствие с присоединенной нагрузкой.

Дефицита установленной мощности (присоединенная нагрузка потребителей превышает установленную мощность котельных) на котельных ОАО "Тепловые сети" не наблюдается, но **в Красноборском ГП** (установленная мощность – 8,8 Гкал/ч, нагрузка 8,28 Гкал/ч, Ки=0,94) **требуется увеличение суммарной мощности котельных для обеспечения**

покрытия тепловой нагрузки потребителей с учетом ее перспективного роста и необходимостью резервирования мощности.

После реконструкции (модернизации) и приведения в соответствие установленной мощности теплоисточников и нагрузки потребителей, установленная мощность теплоисточников ОАО «Тепловые сети» сократится до 353,11 Гкал/час, при величине присоединенной нагрузки после реконструкции 290,53 Гкал/час. Коэффициент использования мощности по организации в среднем планируется на уровне 0,82, что обеспечит покрытие нагрузки потребителей с учетом потерь, необходимый уровень резервирования мощности, надежность и качество теплоснабжения.

3.2.3 Анализ топливного баланса Тосненского муниципального района в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети»

Показатели топливного баланса до и после реализации инвестиционной программы в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе представлены в таблице:

Таблица 7 Показатели топливного баланса тепловых источников ОАО «Тепловые сети» до и после реализации инвестиционной программы

Тепловой источник	До реализации инвестиционной программы (2007 г.)			После реализации инвестиционной программы (2016 г.)		
	Вид топлива	Выработка т/э, Гкал	Удельный расход условного топлива на выработку т/э, кг/Гкал	Вид топлива	Выработка т/э, Гкал	Удельный расход условного топлива на выработку т/э, кг/Гкал
ТОСНЕНСКОЕ ГП						
"Квартальная" кот. г. Тосно	газ	214 173	164,6	газ	197 823	158,6
"Юго- западная" кот. (Томез)	газ	47 438	187,8	газ	92 704	153,7
кот. Дет/сада г. Тосно	газ	275	160,5	газ	247	155,3
кот. Бани г. Тосно	газ	1 745	178,2	газ	396	153,5
кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)	газ	12 888	166,4	газ	11 492	152,4
кот. д. Ушаки (школа №26)*	уголь	546	203,8	диз.топливо	481	151,6
кот. д. Георгиевское *	уголь	1 167	174,4	диз.топливо	971	155,7
кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	мазут	10 900	208,4	мазут	7 574	155,2
кот. п. Новолисино	-	-	-	газ	8 053	151,5
Всего по поселению		289 132	170,4		319 743	156,7
НИКОЛЬСКОЕ ГП						
кот. п. Гладкое	торф	8 760	280,6	мазут	4 635	155,2
кот. "Сокол" г. Никольское	газ	64 843	180,3	газ	83 693	155,3
кот. г. Никольское мкр. "А" (ул. Спортивная)	-	-	-	газ	41 187	152,3
кот. Никольское мкр. "В" (ул. Первомайская)	-	-	-	газ	23 873	152,2
Всего по поселению		73 603	192,2	-	153 388	154,0
ЛЮБАНСКОЕ ГП						
кот. Любань -1	газ	6 236	168,0	газ	7 608	155,3
кот. Любань -2	газ	15 399	194,7	газ	16 000	155,3
кот. Сельцо	газ	22 604	187,2	газ	20 881	155,3
Всего по поселению		44 240	187,1	-	44 488	155,3
УЛЬЯНОВСКОЕ ГП						
кот. п. Ульяновка №1	газ	23 026	185,8	газ	14 525	155,3
кот. п. Ульяновка №2	уголь	2 804	185,9	газ	2 303	155,5
Всего по поселению		25 830	185,8	-	16 827	155,3
ФОРНОСОВСКОЕ ГП						
кот. д. Поги"	уголь	788	236,5	диз.топливо	800	155,3
кот. п. Форносово БМ	-	-	-	газ	18 388	153,6
кот. п. Форносово ММ	-	-	-	газ	1 249	154,6
Всего по поселению		788	236,5	-	20 438	153,8

Тепловой источник	До реализации инвестиционной программы (2007 г.)			После реализации инвестиционной программы (2016 г.)		
	Вид топлива	Выработка т/э, Гкал	Удельный расход условного топлива на выработку т/э, кг/Гкал	Вид топлива	Выработка т/э, Гкал	Удельный расход условного топлива на выработку т/э, кг/Гкал
КРАСНОБОРСКОЕ ГП						
кот. п. Красный Бор №1	газ	18 149	160,2	газ	12 226	150,4
кот. п. Красный Бор №2	щепа	6 227	175,9	газ	4 699	155,3
кот. п. Красный Бор №3	уголь	1 406	218,8	газ	1 202	156,47
Всего по поселению		25 781	167,2	-	18 128	152,1
РЯБОВСКОЕ ГП						
кот. п. Рябово №1	мазут	10 051	184,2	газ	7 407	155,3
кот. п. Рябово №2	уголь	757	219,4	газ	1 226	152,2
кот. п. "Пельгорское"	торф	7 892	208,6	мазут	5 784	155,0
Всего по поселению		18 701	195,9	-	14 417	154,9
ФЕДОРОВСКОЕ СП						
кот. п. Федоровское	газ	20 133	166,2	газ	21 374	157,6
Всего по поселению		20 133	166,2	-	21 374	157,6
НУРМИНСКОЕ СП						
кот. д. "Нурма"	газ	27 755	166,2	газ	24 024	152,9
Всего по поселению		27 755	166,2	-	24 024	152,9
ТРУБНИКОБОРСКОЕ СП						
кот. д. Трубников Бор	газ	5 280	217,2	газ	1 964	152,3
Всего по поселению		5 280	217,2	-	1 964	152,3
ШАПКИНСКОЕ СП						
кот. п. Шапки №1 *	мазут	878	179,9	мазут	728	187,4
кот. п. Шапки №2 *	уголь	494	258,9	уголь	560	156,9
Всего по поселению		1 372	208,4	-	1 287	174,2
ТЕЛЬМАНОВСКОЕ СП						
кот.п. Войскорово	-	-	-	газ	11 431	149,54
Всего по поселению	-	-	-	-	11 431	149,5
Всего по ОАО «Тепловые сети»	-	532 613	176,5		647 509	155,4

* по данным котельным в рамках Инвестиционной программы мероприятия не планируются.

В топливном балансе ОАО «Тепловые сети» (Тосненский муниципальный район) до реконструкции (модернизации) (в 2007 г.):

- газ составляет 88,2%;
- мазут – 4,6%;
- торф – 4,4%;
- уголь – 1,7%;
- щепа – 1,2%.

В качестве направления оптимизации топливного баланса организации принято сокращение доли мазута, полное вытеснение из баланса угля, торфа и щепы, а также снижение удельного расхода топлива на выработку теплоэнергии на тепловых источниках ОАО «Тепловые сети».

На основе данных о расходах топлива на котельных ОАО «Тепловые сети» можно сделать следующие выводы, подтверждающие необходимость реконструкции (модернизации):

- *необходимы мероприятия по замене устаревшего и выработавшего срок оборудования на современные аналоги;*
- *необходимы мероприятия по приведению в соответствие установленной мощности тепловых источников ОАО «Тепловые сети» и присоединенной нагрузки потребителей (ликвидация избытка мощности, который негативно*

сказывается на показателях экономичности работы оборудования в целом по организации).

Реализация указанных мероприятий позволит после реконструкции (модернизации) повысить надежность и качество снабжения теплоэнергией потребителей в Тосненском муниципальном районе и сократить средний по организации удельный расход условного топлива на выработку теплоэнергии с уровня 176,5 кг/Гкал до уровня 155,4 кг/Гкал.

3.2.4 Анализ технического состояния оборудования тепловых источников и сетей до реконструкции (модернизации)

Данные о тепловых источниках, эксплуатируемых ОАО «Тепловые сети», представлены в следующей таблице:

Таблица 8 Данные о техническом состоянии и отказах оборудования котельных, эксплуатируемых ОАО «Тепловые сети» до реконструкции (модернизации)

№ п.п.	Наименование паровых котельных агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа оборудования, %	Данные по аварийности, факт 2007 г. (количество отказов оборудования)	Удельный расход топлива (нормативный)	Удельный расход топлива (факт 2007 г.)
1	ТОСНЕНСКОЕ ГП					
1.1.	"Квартальная" кот. г. Тосно			1		164,63
1.1.1	Паровые котельные агрегаты:					
1.1.1.1	ДЕ 10/14-ГМ №1	1993	90	-	161,57	
1.1.1.2	ДЕ 10/14-ГМ №2	1993	90	-	161,57	
1.1.1.3	ДЕ 10/14-ГМ №3	1994	90	-	161,57	
1.1.1.4	ДЕ 10/14-ГМ №4	1992	90	-	161,57	
1.1.2	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.1.2.1	ПТВМ -30 №1	1978	100	-	161,57	
1.1.2.2	ПТВМ -30 №2	1979	100	-	161,57	
1.2.	"Юго- западная" кот. (Томез)			1		187,80
1.2.1.	Паровые котельные агрегаты:					
1.2.1.1	ДЕ 25/14-ГМ №1	1984	70	-	160,53	
1.2.1.2	ДЕ 25/14-ГМ №2	1984	70	-	160,53	
1.2.1.3	ДЕ 25/14-ГМ №3	1987	70	-	160,53	
1.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.2.2.1	КВГМ-50/150 №1	1992	70	-	152,55	
1.3.	Кот. Дет/сада г. Тосно			0		160,50
1.3.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
1.3.2	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.3.2.1	ТКУ -В100 №1	1992	70	-	160,1	
1.4	Кот. Бани г. Тосно			0		178,18
1.4.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
1.4.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.4.2.1	Тула-3 №1	1982	100	-	176,3	
1.4.2.2	Тула-3 №2	1982	100	-	176,3	
1.4.2.3	Тула-3 №3	1982	100	-	176,3	
1.5.	Кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)			4		166,43
1.5.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
1.5.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.5.2.1	Тула-3 №1	1970	100	-	162,44	
1.5.2.2	Тула-3 №2	1970	100	-	162,44	
1.5.2.3	Тула-3 №3	1970	100	-	162,44	
1.5.2.4	Тула-3 №4	1970	100	-	162,44	
1.5.2.5	Тула-3 №5	1970	100	-	162,44	
1.5.2.6	Тула-3 №6	1970	100	-	162,44	
1.5.2.7	Тула-3 №7	1970	100	-	162,44	
1.5.2.8	Тула-3 №8	1970	100	-	162,44	
1.5.2.9	Луга-Лотос №1	1996	100	-	162,44	
1.5.2.10	Луга-Лотос №2	1996	100	-	162,44	
1.6.	кот. д. Ушаки (школа №26)			2		203,77
1.6.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-

№ п.п.	Наименование паровых котельных агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа оборудования, %	Данные по аварийности, факт 2007 г. (количество отказов оборудования)	Удельный расход топлива (нормативный)	Удельный расход топлива (факт 2007 г.)
1.6.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.6.2.1	Тула-3 №1	-	100	-	170,5	
1.6.2.2	Тула-3 №2	-	100	-	170,5	
1.7.	Кот. д. Георгиевское			3		174,36
1.7.1.	Паровые котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
1.7.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
1.7.2.1	Тула-3 №1	-	100	-	170,5	
1.7.2.2	Тула-3 №2	-	100	-	170,5	
1.8.	Кот. д. Тарасово (кот. Марьино)			2		208,40
1.8.1.	Паровые котельные агрегаты:					
1.8.1.1	ДЕ 10/14 №1	1995	70	-	176,73	
1.8.1.2	ДЕ 10/14 №2	1995	70	-	176,73	
1.8.2.	Водогрейные котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
2	НИКОЛЬСКОЕ ГП					
2.1.	Кот. п. Гладкое			2		280,55
2.1.1.	Паровые котельные агрегаты:					
2.1.1.1	ДКВР 6,5/13 №1	1962	100	-	166,85	
2.1.1.2	ДКВР 6,5/13 №2	2003	100	-	166,85	
2.2.	Кот. "Сокол" г. Никольское			4		180,26
2.2.1.	Паровые котельные агрегаты:					
2.2.1.1	ДКВР-20/13 №1	1971	90	-	166,05	
2.2.1.2	ДКВР-20/13 №2	1984	90	-	166,05	
2.2.1.3	ДЕ 25/14 - №3	1998	90	-	166,05	
2.2.1.4	ДЕ 16 №4	2007	30	-	166,05	
2.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
2.2.2.1	ПТВМ -30 М №5	1988	90	-	166,05	
2.2.2.1	ПТВМ -30 М №6	1988	90	-	166,05	
3	ЛЮБАНСКОЕ ГП					
3.1.	кот. Любань -1			3		168,03
3.1.1.	Паровые котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
3.1.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
3.1.2.1.	КВНР -18	1991	90	-	167,8	
3.1.2.2.	КВНР -18	1991	90	-	167,8	
3.1.2.3.	КВНР -18	1991	90	-	167,8	
3.2.	кот. Любань -2			2		194,67
3.2.1.	Паровые котельные агрегаты:					
3.2.1.1.	ДКВР 6,5/13 №1	1985	90	-	160,1	
3.2.1.2.	ДКВР 6,5/13 №2	1985	90	-	160,1	
3.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
3.3.	кот. Сельцо			4		187,16
3.3.1.	Паровые котельные агрегаты:					
3.3.1.1.	ДКВР 6,5/13 №1	1976	90	-	160,22	
3.3.1.2.	ДКВР 6,5/13 №2	1976	90	-	160,22	
3.3.2.	Водогрейные котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
4	УЛЬЯНОВСКОЕ ГП					
4.1.	Кот. п. Ульяновка №1			2		185,78
4.1.1.	Паровые котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
4.1.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
4.1.2.1	КВГМ-10/150 №1	1989	100	-	158,43	
4.1.2.2	КВГМ-10/150 №2	1989	100	-	158,43	
4.1.2.3	КВГМ-10/150 №3	1989	100	-	158,43	
4.2.	Кот. п. Ульяновка №2			3		185,88
4.2.1.	Паровые котельные агрегаты:	-	-	-	-	-
4.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
4.2.2.1	НР - 18 №1	1962	100	-	179,5	
4.2.2.2	НР - 18 №2	1962	100	-	179,5	
4.2.2.3	НР - 18 №3	1962	100	-	179,5	

№ п.п.	Наименование паровых котельных агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа оборудования, %	Данные по аварийности, факт 2007 г. (количество отказов оборудования)	Удельный расход топлива (нормативный)	Удельный расход топлива (факт 2007 г.)
4.2.2.4	НР - 18 №4	1962	100	-	179,5	
5	ФОРНОСОВСКОЕ ГП					
5.1	Кот. д. Поги"			3		236,48
5.1.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
5.1.2	Водогрейные котельные агрегаты:					
5.1.2.1	Минск-1	1970	100	-	220,9	
6	КРАСНОБОРСКОЕ ГП					
6.1.	Кот. п. Красный Бор №1			2		160,24
6.1.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
6.1.2	Водогрейные котельные агрегаты:					
6.1.2.1	Тула-3 №1	1980	100	-	159,79	
6.1.2.2	Тула-3 №2	1980	100	-	159,79	
6.1.2.3	Тула-3 №3	1980	100	-	159,79	
6.1.2.4	Тула-3 №4	1980	100	-	159,79	
6.1.2.5	Факел -1 №5	1980	100	-	159,79	
6.1.2.6	Факел -1 №6	1980	100	-	159,79	
6.1.2.7	Факел -1 №7	1980	100	-	159,79	
6.1.2.8	Факел -1 №8	1980	100	-	159,79	
6.1.2.9	Факел -1 №9	1980	100	-	159,79	
6.1.2.10	Факел -1 №10	1980	100	-	159,79	
6.2.	Кот. п. Красный Бор №2			1		175,91
6.2.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
6.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
6.2.2.1	АУНВ 2ТН-6	1965	90	-	170,29	
6.3.	Кот. п. Красный Бор №3			3		218,80
6.3.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
6.3.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
6.3.2.1	Универсал -6 №1	1961	100	-	195,6	
6.3.2.2	Универсал -6 №2	1961	100	-	195,6	
6.3.2.3	Универсал -6 №3	1961	100	-	195,6	
7	РЯБОВСКОЕ ГП					
7.1.	Кот. п. Рябово №1			4		184,16
7.1.1.	Паровые котельные агрегаты:					
7.1.1.1	ДЕ 6,5/13 №1	1999	100	-	172,17	
7.1.1.2	ДЕ 6,5/13 №2	1999	100	-	172,17	
7.1.2	Водогрейные котельные агрегаты	-	-	-	-	-
7.2.	Кот. п. Рябово №2			2		219,41
7.2.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
7.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
7.2.2.1	Тула-3 №1	1972	100	-	170,5	
7.2.2.2	Тула-3 №2	1972	100	-	170,5	
7.3.	Кот. п. "Пельгорское"			3		208,62
7.3.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
7.3.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
7.3.2.1	КВТТ №1	1999	80	-	181,51	
7.3.2.2	КВТТ №2	1999	80	-	181,51	
7.3.2.3	КВТТ №3	1999	80	-	181,51	
8	ФЕДОРОВСКОЕ СП					
8.1.	Кот. п. Федоровское			1		166,16
8.1.1.	Паровые котельные агрегаты:					
8.1.1.1	ДКВР 10/13 №1	1978	90	-	160,81	
8.1.1.2	ДКВР 10/13 №2	1978	90	-	160,81	
8.1.2	Водогрейные котельные агрегаты	-	-	-	-	-
9	НУРМИНСКОЕ СП					
9.1.	Кот. д. "Нурма"			2		166,16
9.1.1.	Паровые котельные агрегаты:					
9.1.1.1	ДКВР 10/13 №1	1988	100	-	155,43	

№ п.п.	Наименование паровых котельных агрегатов	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа оборудования, %	Данные по аварийности, факт 2007 г. (количество отказов оборудования)	Удельный расход топлива (нормативный)	Удельный расход топлива (факт 2007 г.)
9.1.1.2	ДКВР 10/13 №2	1973	100	-	155,43	
9.1.1.3	ДКВР 10/13 №3	1973	100	-	155,43	
9.1.2	Водогрейные котельные агрегаты	-	-	-	-	-
10	ТРУБНИКОБОРСКОЕ СП					
10.1.	Кот. д. Трубников Бор			2		217,23
10.1.1.	Паровые котельные агрегаты:					
10.1.1.1	ДЕ 6,5/13 №1	1991	100	-	170,34	
10.1.1.2	ДЕ 6,5/13 №2	1991	100	-	170,34	
10.1.2	Водогрейные котельные агрегаты	-	-	-	-	-
11	ШАПКИНСКОЕ СП					
11.1.	Кот. п. Шапки №1			2		179,94
11.1.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
11.1.2	Водогрейные котельные агрегаты:					
11.1.2.1	НР - 18 №1	1989	90	-	179,5	
11.1.2.2	НР - 18 №2	1989	90	-	179,5	
11.2.	Кот п. Шапки №2			3		258,85
11.2.1.	Паровые котельные агрегаты	-	-	-	-	-
11.2.2.	Водогрейные котельные агрегаты:					
11.2.2.1	Универсал -6 №1	1989	90	-	236,55	
11.2.2.2	Универсал -6 №2	1989	90	-	236,55	

Как видно из таблицы многие котельные агрегаты были введены в строй в 60-80-х годах, по многим котлам накопленный износ к 2007 г. достиг 90-100%.

ОАО "Тепловые сети" не располагает данными об аварийности на котельных за 3 последних отчетных периода до начала реконструкции (модернизации) (2004-2006 гг.), но только за 2007 г. на 27 котельных ОАО «Тепловые сети» произошел 61 отказ оборудования, который был устранен в нормативные сроки, в том числе по поселениям:

1. Тосненское ГП – 8 котельных, произошло 13 отказов (в том числе котельная с/х Ушаки – 4 отказа, котельная д. Георгиевское – 3 отказа);
2. Никольское ГП – 2 котельные, произошло 6 отказов (в т.ч. котельная "Сокол" г. Никольское – 4 отказа);
3. Любанское ГП – 3 котельные, произошло 9 отказов (в т.ч. котельная Сельцо – 4 отказа);
4. Ульяновское ГП – 2 котельные - 5 отказов;
5. Форносовское ГП – 1 котельная – 3 отказа;
6. Красноборское ГП – 3 котельные – 6 отказов;
7. Рябовское ГП – 3 котельные – 9 отказов (в т.ч. котельная п. Рябово №1 – 4 отказа);
8. Федоровское СП – 1 котельная – 1 отказ;
9. Нурминское СП – 1 котельная – 2 отказа;
10. Трубноборское СП – 1 котельная – 2 отказа;
11. Шапкинское СП – 2 котельные – 5 отказов.

В следующей таблице представлены данные о системе транспорта тепла в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» Тосненского муниципального района.

Таблица 9 Данные о системе транспорта тепловой энергии ОАО «Тепловые сети» Тосненского муниципального района до реконструкции (модернизации)

Участки тепловых сетей	Диаметр, мм	Длина в однострубнои исчислении, км	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа, %	Данные об аварийности, факт 2007 г.	Фактические потери, %
ТОСНЕНСКОЕ ГП							
Квартальная кот. г. Тосно	40...500	41,72	надземная, канальная	до 1991 года	80	10	9,86
Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	40...300	15,92	надземная, канальная	до 1991 года	80	13	11,77
кот. дет/сада г. Тосно	80	0,1	надземная	до 1991 года	70	0	8,85
кот. Бани г. Тосно	-	-	-	-	-	2	-
кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)	25...100	11,6	канальная	до 1991 года	85	10	14,31
кот. д. Ушаки (школа №26)	80	0,2	надземная	до 1991 года	80	1	12,45
кот. д. Георгиевское	40...150	1,8	канальная	до 1991 года	85	8	19,96
кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	25...150	5,8	канальная	до 1991 года	85	10	19,1
кот. п. Новолисино	25...219	4,35	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	70	0	13,02
Всего по ГП	-	81,5	-	-	-	54	-
НИКОЛЬСКОЕ ГП							
кот. п. Гладкое	25...200	6,2	канальная	до 1991 года	90	9	22,28
кот. "Сокол" г. Никольское	25...100	44	надземная, канальная	до 1991 года	80	3	17,59
кот. г. Никольское мкр. "А" (ул. Спортивная)	25...273	18,96	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	80	0	17,59
кот. Никольское мкр. "В" (ул. Первомайская)	25...273	8,03	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	80	0	17,59
Всего по ГП	-	77,2	-	-	-	12	-
ЛЮБАНСКОЕ ГП							
кот. Любань -1	50...159	1,8	надземн.	до 1991 года	90	12	20,25
кот. Любань -2	32...250	29,8	подземн.	до 1991 года	90	7	18,37
кот. Сельцо	50...273	19,2	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	90	13	15,06
Всего по ГП	-	50,8	-	-	-	32	-
УЛЬЯНОВСКОЕ ГП							
кот. п. Ульяновка №1	25...300	11,5	надземная, канальная	до 1991 года	90	10	25,62
кот. п. Ульяновка №2	25...100	3,4	надземная	до 1991 года	90	13	30,64
Всего по ГП	-	14,9	-	-	-	23	-
ФОРНОСОВСКОЕ ГП							
кот. д. Поги	50...100	0,8	надземная	до 1991 года	85	12	14,64
кот. п. Форносово БМ	25...273	4	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	90	0	37,11
кот. п. Форносово ММ	25...133	1,8	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	90	0	29,85
Всего по ГП	-	6,6	-	-	-	12	-
КРАСНОБОРСКОЕ ГП							

Участки тепловых сетей	Диаметр, мм	Длина в однотрубном исчислении, км	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Степень износа, %	Данные об аварийности, факт 2007 г.	Фактические потери, %
кот. п. Красный Бор №1	40...100	10,6	канальн, подвальная	до 1991 года	80	9	9,66
кот. п. Красный Бор №2	50...100	2,77	канальная, надземная	до 1991 года	80	7	10,3
кот. п. Красный Бор №3	25...100	1,2	канальная	до 1991 года	80	8	19,13
Всего по ГП	-	14,6	-	-	-	24	-
РЯБОВСКОЕ ГП							
кот. п. Рябово №1	40...200	4,4	надземная, канальная	до 1991 года	80	10	9,04
кот. п. Рябово № 2	25...100	1	канальная	до 1991 года	80	8	12,98
кот. п. "Пельгорское"	25...200	4,4	канальная	до 1991 года	80	11	9,15
Всего по ГП	-	9,8	-	-	-	29	-
ФЕДОРОВСКОЕ СП							
кот. д. Федоровское	20...300	8,8	надземная, канальная	до 1991 года	85	3	17,63
Всего по СП	-	8,8	-	-	-	3	-
НУРМИНСКОЕ СП							
кот. д. Нурма	50...200	5,18	надземная	до 1991 года	80	5	10,67
Всего по СП	-	5,2	-	-	-	5	-
ТРУБНИКОБОРСКОЕ СП							
кот. д. Трубников Бор	50...200	6,41	канальная	до 1991 года	90	8	31,16
Всего по СП	-	6,4	-	-	-	8	-
ШАПКИНСКОЕ СП							
кот.п. Шапки № 1	50...70	0,6	канальная	до 1991 года	85	11	15,96
кот.п. "Шапки -2"	50...80	0,48	надземная	до 1991 года	85	13	17,6
Всего по СП	-	1,1	-	-	-	24	-
ТЕЛЬМАНОВСКОЕ СП							
кот. п. Войскорово	25...219	3,8	надзем., подзем., б/кан.	до 1991 года	70	4	9,54
Всего по СП	-	3,8	-	-	-	4	-
ИТОГО по сетям ОАО "Тепловые сети"	-	280,6	-	-	-	230	-

Из таблицы видно, что все участки тепловых сетей, эксплуатируемых ОАО "Тепловые сети" уже в 2007 г. имели накопленный износ 70-95%. Фактические потери теплоэнергии по всем участкам сетей на момент начала реконструкции (модернизации) превышали 8% и достигали 31,2%.

ОАО "Тепловые сети" не располагает данными об аварийности на тепловых сетях за 3 последних отчетных периода до начала реконструкции (модернизации) (2004-2006 гг.), но только за 2007 г. на 280,6 км тепловых сетей ОАО "Тепловые сети" произошло 230 аварий, которые были устранены в нормативные сроки, в том числе по поселениям:

1. Тосненское ГП – 81,5 км сетей, произошел 54 отказа (в том числе сети котельной д. Георгиевское – 1,8 км сетей, 8 отказов);
2. Никольское ГП – 77,2 км сетей, произошел 12 отказ (в том числе сети котельной п. Гладкое – 6,2 км сетей, 9 отказов);
3. Любанское ГП – 50,8 км сетей, произошло 32 отказа (в том числе сети котельной Любань-1 – 1,8 км сетей, 12 отказов);
4. Ульяновское ГП – 14,9 км сетей - 23 отказа (в том числе сети котельной п. Ульяновка №2 – 3,4 км сетей, 13 отказов);
5. Форносовское ГП – 6,6 км сетей – 12 отказов (в том числе сети котельной д. Поги – 0,8 км сетей, 12 отказов);
6. Красноборское ГП – 14,6 км сетей - 24 отказа (в том числе сети котельной п. Красный Бор №3 – 1,2 км сетей, 8 отказов);
7. Рябовское ГП – 9,8 км сетей - 29 отказов (в том числе сети котельной п. Рябово № 2 – 1 км сетей, 8 отказов);
8. Федоровское СП – 8,8 км сетей - 3 отказа;
9. Нурминское СП – 5,2 км сетей - 5 отказов;
10. Трубникоборское СП – 6,4 км сетей - 8 отказов;
11. Шапкинское СП – 1,1 км сетей - 24 отказа (в том числе сети котельной п. Шапки № 2 – 0,5 км сетей, 13 отказов);
12. Тельмановское СП – 3,8 км сетей - 4 отказа.

На основе анализа данных о состоянии котельных и тепловых сетей ОАО «Тепловые сети» Тосненского муниципального района можно сделать следующие выводы, подтверждающие необходимость реконструкции (модернизации):

- ***необходим вывод из эксплуатации изношенного и находящегося в предаварийном состоянии оборудования котельных, замена устаревших котлов на современные аналоги;***
- ***необходима реконструкция (модернизация) тепловых сетей с критическим уровнем износа и большими потерями теплоэнергии.***

Реализация указанных мероприятий позволит после реконструкции (модернизации) сократить потери тепловой энергии при транспорте, снизить количество отказов на котельных и тепловых сетях ОАО «Тепловые сети» и повысить надежность и качество снабжения теплоэнергией потребителей в Тосненском муниципальном районе.

IV. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОЭНЕРГИЕЙ ЖИЛЬЯ, ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ПРЕДПРИЯТИЙ В МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ С УЧЕТОМ ИЗНОСА ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ИСТОЧНИКОВ И СЕТЕЙ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЮ ПОСТРЕБИТЕЛЕЙ

Анализ существующей системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» и данных по отказам на тепловых источниках и тепловых сетях показал следующее:

- 1) В целом по зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» дефицита мощности нет и располагаемых тепловых мощностей теплоисточников достаточно для обеспечения теплоснабжения. Однако в зонах теплоснабжения котельных некоторых поселений имеется дефицит мощности. В рамках инвестиционной программы планируется выполнить реконструкцию (модернизацию) теплоисточников с увеличением установленной мощности для покрытия тепловых нагрузок с учетом их перспективного роста.
- 2) В целом по зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» избытка мощности нет, однако в зоне теплоснабжения ряда котельных поселений имеется значительный избыток мощности, что негативно влияет на уровень загрузки тепловых источников в целом по ОАО «Тепловые сети». В рамках инвестиционной программы планируется реконструкция (модернизация) котельных с сокращением установленной мощности теплоисточников и приведением ее в соответствие с присоединенной нагрузкой.
- 3) В топливном балансе ОАО "Тепловые сети" кроме газа присутствуют мазут, уголь, торф и щепа. В рамках инвестиционной программы в качестве направления оптимизации топливного баланса организации принято сокращение доли мазута и угля и полное вытеснение из баланса торфа и щепы, а также снижение удельного расхода топлива на выработку теплоэнергии на тепловых источниках ОАО «Тепловые сети».
- 4) Технологическое оборудование тепловых источников ОАО «Тепловые сети» к 2007 г. практически полностью выработало нормативный срок службы. На 27 котельных ОАО «Тепловые сети» произошел 61 отказ оборудования, на 280,6 км тепловых сетей - 230 отказов оборудования. Учитывая возможное нарастание аварийности на котельных и тепловых сетях ОАО «Тепловые сети» для обеспечения надежности теплоснабжения необходимо проведение реконструкции (модернизации) котельных и тепловых сетей с критическим уровнем износа и повышенным количеством отказов оборудования.
- 5) Для обеспечения надежности теплоснабжения конечных потребителей и выполнения согласованных температурных графиков с учетом перспективного роста теплопотребления, необходимо выполнить реконструкцию (модернизацию) тепловых сетей, в том числе с увеличением их пропускной способности.

V. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ, ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ» ЗА ПЕРИОД 2009-2011 ГГ.

В следующей таблице представлены показатели производственной, финансово-экономической и инвестиционной деятельности ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе за три последних отчетных периода (2009-2011 гг.).

Таблица 10 Показатели деятельности ОАО «Тепловые сети» 2009-2011 г.

№ п/п	Показатели	Фактические данные		
		2009 г.	2010 г.	2011 г.
1	Показатели производственной деятельности			
1.1	Выработка теплоэнергии (собственная), Гкал	527 235	557 462	568 013
1.2	Расход теплоэнергии на собственные нужды, Гкал	14 226	16 633	15 288
1.3	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, Гкал	513 009	540 829	552 725
1.4	Покупка теплоэнергии, Гкал	80 578	42 817	472
1.5	Отпуск теплоэнергии в сеть, Гкал	593 587	583 647	553 198
	Потери теплоэнергии в тепловых сетях, Гкал	77 829	71 929	47 307
1.7	Потери теплоэнергии в тепловых сетях, %	13,11%	12,32%	8,55%
1.8	Полезный отпуск теплоэнергии, Гкал	515 758	511 718	505 891
	Расход ресурсов:			
	- условного топлива, тут	.*	92 047	92 120
	- электроэнергии, тыс. кВтч	14 397	13 386	15 355
	- воды, тыс. м ³	2 424	2 141	2 231
1.9	Удельный расход ресурсов на производство теплоэнергии:			
	- условного топлива, кг/Гкал	.*	165,1	162,2
	- электроэнергии, кВтч/Гкал	27,3	24,0	27,0
	- воды, м ³ /Гкал	4,6	3,8	3,9
2	Показатели финансово-экономической деятельности, тыс. руб.			
2.1	Себестоимость	555 138	610 214	634 320
2.2	Среднеотпускной тариф, руб./Гкал	1 081,98	1 191,54	1 334,86
2.3	Тарифная выручка	556 453	609 851	675 892
2.4	Прибыль от продаж	1 314	-363	41 572
2.5	Чистая прибыль	1 314	-363	41 572
2.6	Рентабельность	0,24%	-0,06%	6,55%
3	Показатели инвестиционной деятельности, тыс. руб.			
3.1	Начисленная амортизация	1 389	2 096	2 649
3.2	Средства на ремонты, предусмотренные в действующих тарифах (в Тосненском районе)	23 527	16 130	4 246
3.3	Капитальные вложения, предусмотренные в прибыли в действующих тарифах (в Тосненском районе)	0	0	0

* - С 2010 г. по предложению ЛенРТК в организации изменился принцип пересчета натурального топлива (дизельного топлива) в условное топливо. Абсолютный и удельный показатели расхода условного топлива до 2010 г. несопоставимы с данными за последующие годы.

Из таблицы видно, что за период 2009-2011 гг. постепенно (на 5,7% в 2010 г. и на 1,9% в 2011 г.) растет объем собственной выработки теплоэнергии. Объем покупной теплоэнергии значительно снизился (с 80 578 Гкал в 2009 г. до 472 Гкал в 2011 г.).

При этом потери тепловой энергии в сетях уменьшились с 13,11% в 2009 г. до 8,55% в 2011 г.

Отметим, что удельный расход условного топлива в 2011 г. чуть снизился по сравнению с 2010 г., а удельные расходы электроэнергии и воды возросли.

При этом одними из основных статей расходов в себестоимости теплоэнергии являются расходы на ресурсы – топливо, электроэнергию и воду.

Рост среднеотпускных тарифов на теплоэнергию в 2010 г. составил 10,1%. На 2011 г. тарифы установлены с ростом 12%.

Среди показателей финансово-экономической деятельности ОАО "Тепловые сети" за 2009-2011 гг. выделим тарифную выручку от реализации теплоэнергии, которая в 2011 г. составила 675 892 тыс. руб. (на 21,5% выше, чем в 2009 г.).

В 2009 г. ОАО "Тепловые сети" получило прибыль 1,3 млн. руб., в 2010 г. – убыток в размере 0,4 млн. руб., в 2011 г. прибыль составила 41,6 млн. руб. (направлена на погашение убытков прошлых лет).

За рассматриваемые три года из показателей инвестиционной деятельности ОАО "Тепловые сети" в Тосненском районе отметим, что расходы на капитальные вложения из прибыли в действовавших тарифах не были запланированы, а предусмотренные регулирующим органом расходы на ремонты ежегодно снижались.

Учитывая нарастающий износ имущественного комплекса теплоснабжения необходимо обеспечить привлечение через тарифные источники более значительных инвестиционных ресурсов на цели реконструкции (модернизации).

Для этого в течение срока реализации инвестиционной программы необходимо обеспечить установление экономически обоснованных тарифов, обеспечивающих финансирование производственной программы организации и финансирование инвестиционной программы.

Выполненный анализ производственной, финансово-экономической и инвестиционной деятельности за три отчетных года 2009-2011 гг. показал достаточно высокую финансовую устойчивость ОАО "Тепловые сети", что позволяет сделать вывод о его финансовой стабильности и способности эффективно осваивать привлекаемые на цели развития инвестиции.

VI. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУСКАЕМОЙ ОАО «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ» В 2010-2012 ГГ. РЕЗЕРВЫ ПО ЕЕ СНИЖЕНИЮ

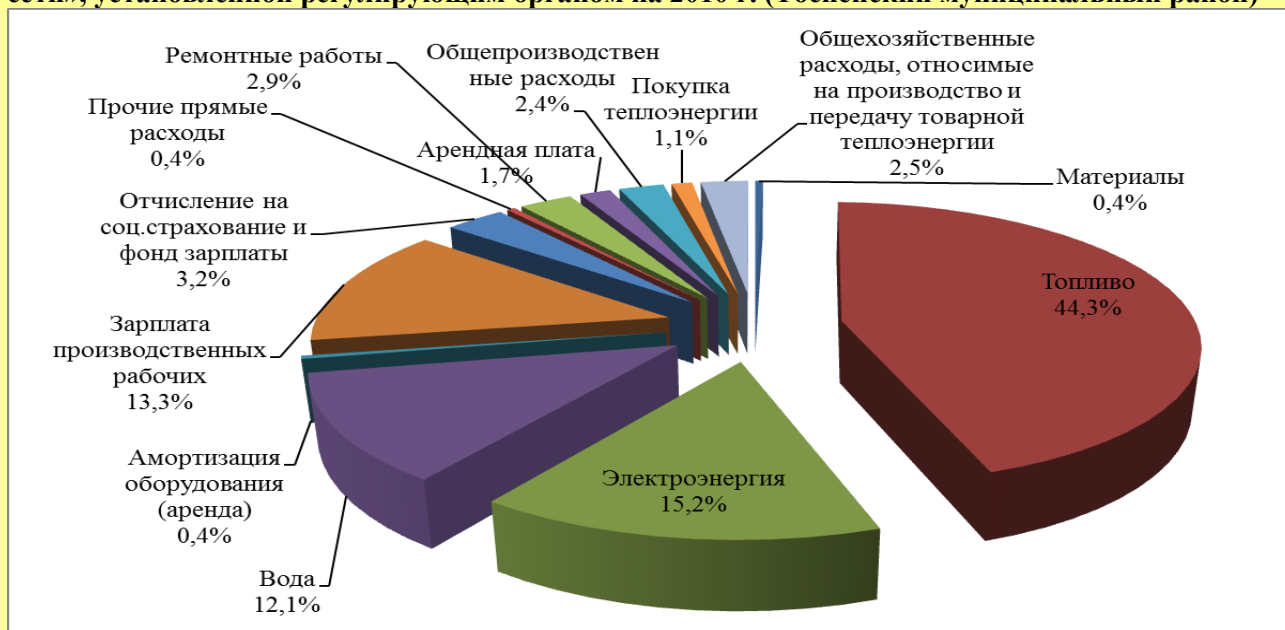
В следующей таблице представлены показатели калькуляции себестоимости тепловой энергии, утвержденной регулирующим органом для ОАО «Тепловые сети» в Тосненском муниципальном районе, на 2010-2012 гг.

Таблица 11 Калькуляция плановой себестоимости тепловой энергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" (Тосненский муниципальный район)

Показатели	Ед. изм.	Утверждено регулирующим органом		
		план		
		2010 г	2011 г.	2012 г.
Материалы	тыс.руб.	2 335	3 711	2 942
Топливо	тыс.руб.	248 691	327 751	368 788
Электроэнергия	тыс.руб.	85 191	88 461	85 752
Вода	тыс.руб.	68 084	72 460	49 505
Амортизация оборудования	тыс.руб.	2 092	1 518	2 518
Зарплата производственных рабочих	тыс.руб.	74 909	42 821	40 555
Отчисление на соц.страхование	тыс.руб.	17 991	14 559	13 870
Прочие прямые расходы	тыс.руб.	2 470	6 681	6 368
Ремонтные работы	тыс.руб.	16 130	4 246	3 212
Арендная плата	тыс.руб.	9 370	9 876	98 328
Общепроизводственные расходы	тыс.руб.	13 533	50 866	57 729
Покупка теплоэнергии	тыс.руб.	6 258	0	856
Общехозяйственные расходы, относимые на производство и передачу товарной теплоэнергии	тыс.руб.	14 264	36 721	45 833
Итого:	тыс. руб.	561 318	659 670	776 256
Отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	472,60	504,07	572,11
Себестоимость т/э (пр-во+передача)	руб./Гкал	1 187,73	1 308,69	1 356,83

Запланированная регулирующим органом себестоимость тепловой энергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе на 2010 год, составляет 561 318 тыс. руб. Структура плановой калькуляции себестоимости тепловой энергии ОАО Тепловые сети» Тосненского муниципального района за 2010 г. представлена на рисунке:

Рисунок 3 Структура плановой калькуляции себестоимости теплоэнергии ОАО «Тепловые сети», установленной регулирующим органом на 2010 г. (Тосненский муниципальный район)



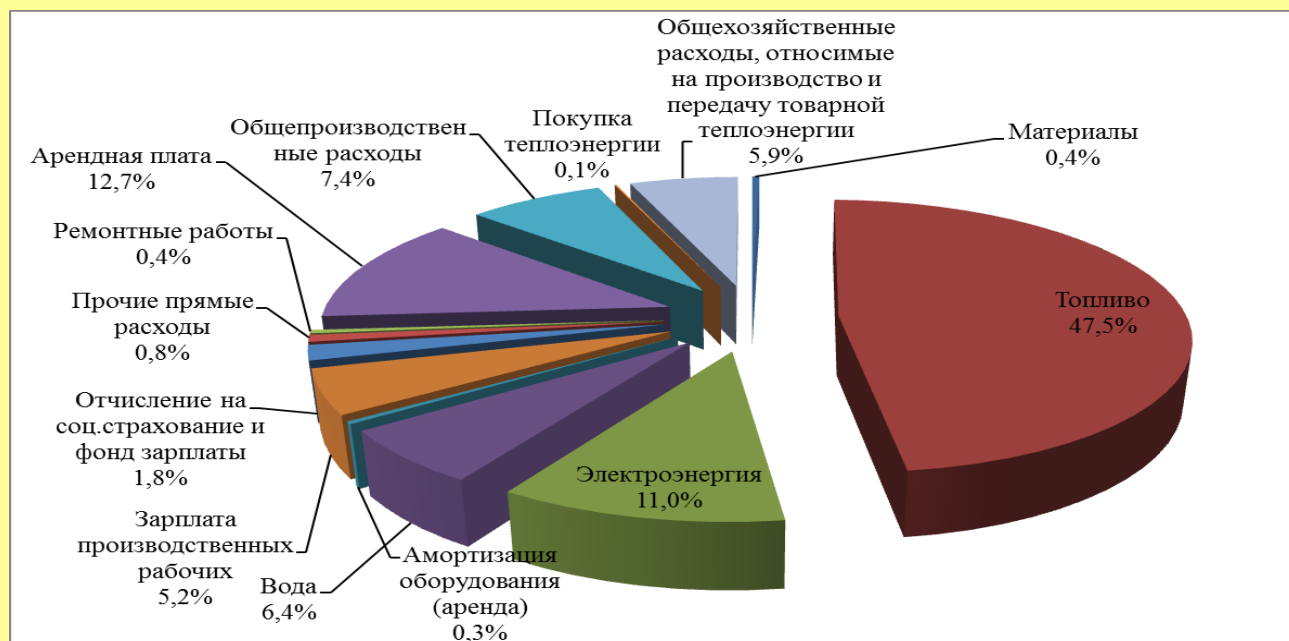
Запланированная регулирующим органом себестоимость тепловой энергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе на 2011 год, составляет 659 670 тыс. руб. Структура плановой калькуляции себестоимости тепловой энергии представлена на рисунке:

Рисунок 4 Структура плановой калькуляции себестоимости теплоэнергии ОАО «Тепловые сети», установленной регулирующим органом на 2011 г. (Тосненский муниципальный район)



Себестоимость тепловой энергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе, запланированная регулирующим органом на 2012 год, составляет 776 256 тыс. руб. Структура плановой калькуляции себестоимости тепловой энергии представлена на рисунке:

Рисунок 5 Структура плановой калькуляции себестоимости теплоэнергии ОАО «Тепловые сети», установленной регулирующим органом на 2012 г. (Тосненский муниципальный район)



На представленных графиках структуры плановой себестоимости тепловой энергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" Тосненского муниципального района, заметны изменения структуры плановой себестоимости на 2012 г. по сравнению с плановой структурой себестоимости, установленной регулирующим органом на 2010 г., по следующим основным статьям:

- доля затрат по статье «Арендная плата» значительно возросла: с 1,7% в 2010 г. до 12,7% в 2012 г., в абсолютном выражении увеличение затрат по данной статье за эти годы составляет 89 млн. руб.;
- удельный вес затрат на топливо увеличился с 44,3% в 2010 г. до 47,5% в 2012 г.;
- доля затрат на воду снизилась с 12,1% в 2010 г. до 6,4% в 2012 г.;
- доля затрат на оплату труда и отчисления на социальные нужды снизилась с 16,5% в 2010 г. до 7% в 2012 г.

Анализ структуры себестоимости теплоэнергии, отпускаемой ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе, показывает наличие резервов по снижению себестоимости теплоэнергии после проведения реконструкции (модернизации) объектов теплоснабжения.

В качестве приоритетных направлений выделим следующие резервы:

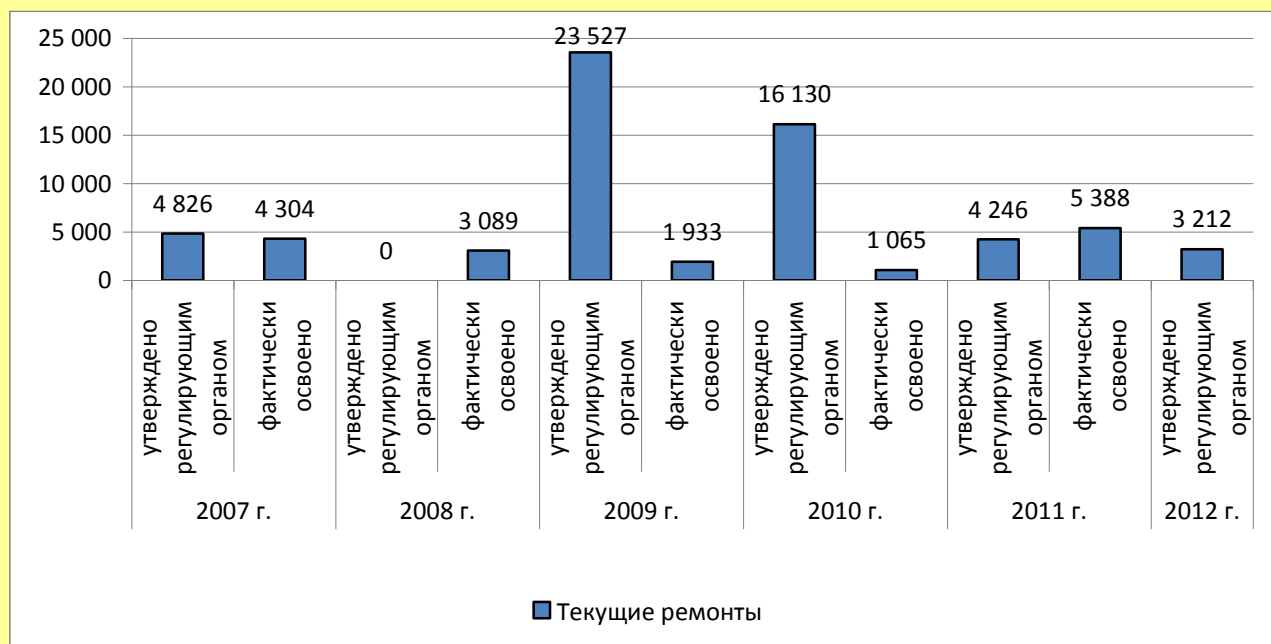
- для уменьшения затрат, связанных с эксплуатацией избыточных мощностей следует провести реконструкцию (модернизацию) котельных с понижением избыточных мощностей;
- для снижения затрат на ресурсы, в т.ч. топливо необходимы мероприятия по снижению удельного расхода ресурсов путем реконструкции (модернизации) и замены изношенного и выработавшего срок оборудования на новое оборудование с улучшенными характеристиками;
- для сокращения расходов на заработную плату рабочих необходимо провести сокращение численности персонала за счет внедрения на большинстве котельных автоматизированной системы диспетчерского контроля и управления;
- для повышения эффективности транспортировки тепловой энергии необходимы мероприятия по снижению потерь тепловой энергии.

VII. ФИНАНСОВЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Для региональных энергетических и коммунальных комплексов характерно долговременное недофинансирование. Результатом этого стала нарастающая угроза надежному функционированию коммунальных систем жизнеобеспечения из-за их физического и морального износа, и это особенно актуально для наиболее капиталоемких систем теплоснабжения.

Ниже приведены данные, характеризующие плановые и фактические расходы ОАО "Тепловые сети" на меры по поддержанию имущественного комплекса теплоснабжения в работоспособном состоянии (текущие и капитальные ремонты, реконструкция и модернизация).

Рисунок 6 Динамика плановых и фактических расходов на текущий ремонт тепловых источников и сетей в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» (Тосненский муниципальный район)



К 2008 г. «физический» и «моральный» износ теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей приближался к критическому уровню. Это вело к нарастанию аварийности, а в будущем могло привести к неконтролируемому росту эксплуатационных издержек. Была необходима реконструкция (модернизация) системы теплоснабжения.

При этом, несмотря на то, что регулирующим органом на 2009-2010 г. были запланированы значительные суммы по статье «Ремонтные работы», фактически ОАО "Тепловые сети" было вынуждено направить их на оплату своих обязательств перед сторонними организациями по статьям «Аренда оборудования», «Покупная теплоэнергия», «Топливо», фактические затраты по которым значительно превысили суммы, принятые ЛенРТК при регулировании тарифов.

При этом по итогам 2009 г. ОАО "Тепловые сети" получена небольшая прибыль (1,3 млн. руб.), по итогам 2010 г. – убыток 0,4 млн. руб. Таким образом, по итогам 2009-2010 г. видно, что после оплаты товаров/услуг сторонних организаций ОАО "Тепловые сети" не имело средств на финансирование необходимых ремонтных работ сверх тех средств, которые были фактически направлены (1,9 млн. руб. в 2009 г. и 1,1 млн. руб. в 2010 г.).

Очевидно, что для организации подобного масштаба, обеспечивающей теплоэнергией более 80% теплотребления Тосненского муниципального района, это крайне недостаточные средства. Долговременное недофинансирование теплоснабжающих организаций ведет к накоплению проблем, снижению качества и надежности теплоснабжения.

Инвестиционная деятельность теплоснабжающей организации осуществляется путем разработки и реализации инвестиционных программ.

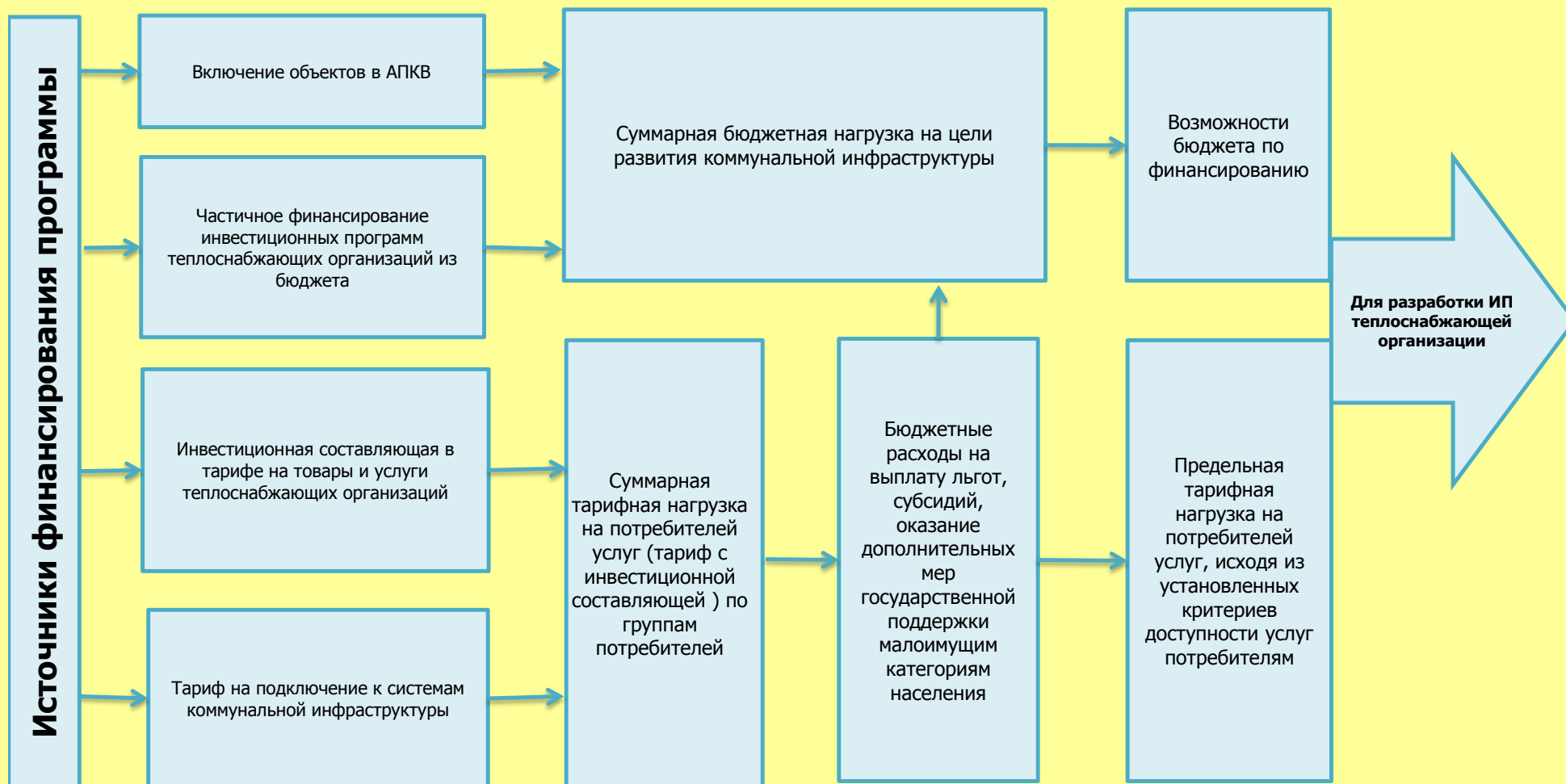
При разработке инвестиционных программ необходимо учитывать следующие финансовые ограничения по привлечению инвестиционных ресурсов:

- возможности прямого бюджетного финансирования мероприятий инвестиционной программы ограничены;
- возможности привлечения инвестиционных ресурсов на финансовых рынках связаны со значительными расходами на обслуживание привлеченных инвестиционных ресурсов;

- возможности привлечения и возврата инвестиций через тарифные источники ограничены предельной тарифной нагрузкой на потребителей, определяющей экономическую доступность услуг теплоснабжения потребителям.

При этом основным инструментом привлечения инвестиций является привлечение инвестиций за счет тарифных источников (инвестиционные составляющие в тарифах и тарифы на подключение новых потребителей). При разработке инвестиционной программы должен быть достигнут компромисс интересов, и компромиссный вариант инвестиционной программы должен за счет постепенного включения в тариф инвестиционной составляющей обеспечить приемлемую тарифную нагрузку на потребителей и экономическую доступность для них услуг теплоснабжения.

Рисунок 7 Финансовые ограничения при разработке инвестиционных программ теплоснабжающих организаций



VIII. ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ (МОДЕРНИЗАЦИИ) СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТОСНЕНСКОГО РАЙОНА В ЗОНЕ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОАО «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ»

При подготовке системы теплоснабжения к инвестированию выполнен анализ приоритетных направлений инвестирования, которые определили стратегию развития системы теплоснабжения Тосненского района в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети".

Наиболее приоритетные направления инвестирования определялись на основе системного анализа следующей исходной информации ОАО "Тепловые сети":

1. Данные о текущем техническом состоянии тепловых источников и тепловых сетей, включая параметры, характеризующие степень износа, величину потери ресурса, а также данные о повреждаемости и аварийных ситуациях.
2. Балансовые показатели производства и потребления тепловой энергии (мощности).
3. Показатели использования располагаемой мощности тепловых источников и загрузки тепловых сетей, обеспечения резервирования поставок тепловой энергии.
4. Данные по перспективным тепловым нагрузкам.
5. Структура действующих тарифов на тепловую энергию, наличие резервов по снижению себестоимости отпускаемой тепловой энергии.

На основе системного анализа исходной информации в качестве наиболее приоритетных направлений развития системы теплоснабжения были выделены следующие:

- 1) ***По критерию «Надежность снабжения потребителей теплоэнергией»:***
 - реконструкция (модернизация) котельных с критическим уровнем износа оборудования и высокой аварийностью;
 - реконструкция (модернизация) тепловых сетей с критическим уровнем износа и высокой аварийностью.
- 2) ***По критерию «Сбалансированность системы теплоснабжения»:***
 - реконструкция (модернизация) ряда тепловых источников с увеличением установленной мощности с целью ликвидации имеющегося в зоне теплоснабжения котельных некоторых поселений дефицита мощности и обеспечения покрытия тепловых нагрузок с учетом их перспективного роста, а также необходимого резервирования отпуска теплоэнергии потребителям;
 - реконструкция (модернизация) ряда тепловых источников с уменьшением установленной мощности с целью оптимизации использования установленной мощности и приведения ее в соответствие с присоединенной нагрузкой;
 - строительство ряда участков новых трубопроводов для обеспечения транспорта теплоэнергии в условиях роста тепловых нагрузок.
- 3) ***По критерию «Структура используемого топлива»:***
 - вытеснение из топливного баланса щепы, торфа, снижение доли мазута, угля, перевод ряда котельных на сжигание газа и дизельного топлива, доведение доли выработки тепловой энергии на тепловых источниках на газе до уровня 96,7%.

4) По критерию «Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели энергоэффективности»:

- снижение среднего удельного расхода условного топлива на выработку теплоэнергии;
- сокращение удельных расходов воды и электроэнергии;
- снижение объема расхода теплоэнергии на собственные нужды котельных;
- сокращение величины потерь тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям.

5) По критерию «Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии»:

- снижение численности производственного персонала и затрат на оплату труда;
- снижение объемов расхода топливно-энергетических ресурсов и затрат на топливо, электроэнергию и воду.

6) По критерию «Экологическая эффективность»:

- сокращение выбросов в атмосферу углерода (С), оксидов углерода (СО), диоксида азота (NOx), диоксидов серы (SO²) и улучшение экологической ситуации в зоне теплоснабжения ОАО "Тепловые сети".

IX. ЦЕЛЕВЫЕ ИНДИКАТОРЫ, ДОСТИГАЕМЫЕ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

В соответствии с действующей нормативно-методической базой при формировании технического задания на разработку инвестиционной программы должны быть определены и количественно измерены целевые индикаторы, достигаемые после реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе Ленинградской области. При этом формировались по каждому поселению и в целом по зоне обслуживания теплоснабжающей организации ОАО "Тепловые сети" следующие группы целевых индикаторов:

- «Общестроительная»;
- «Надежность снабжения потребителей теплоэнергией»;
- «Сбалансированность системы теплоснабжения»;
- «Структура используемого топлива»;
- «Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели энергоэффективности»;
- «Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии»;
- «Повышение качества услуг теплоснабжения»;
- «Экологическая эффективность».

Исходя из целевых индикаторов, определенных по каждой котельной, сформированы и представлены ниже целевые индикаторы по каждому поселению и в целом по зоне обслуживания организации.

Таблица 13 Целевые индикаторы, достигаемые в Тосненском ГП, Никольском ГП и Любанском ГП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Тосненское ГП		Никольское ГП		Любанское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	9	-	4	-	3
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	1970, 1972, 1979, 1982, 1992, 1993, 1995, н/д	2013	1962, 1984, н/д	2013	1976, 1985, 1991	2014
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	<i>газ, уголь, мазут</i>	<i>газ, диз.топливо, мазут</i>	<i>газ, торф</i>	<i>газ, мазут</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубном исчислении	81 491	78 071	77 188	80 588	50 800	50 800
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	54	0	12	0	32	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	13	0	6	0	9	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	129,70	173,29	14,40	48,24	16,11	17,10
	отопление	87,62	116,21	13,00	32,83	12,64	13,32
	гвс	42,08	57,08	1,40	15,41	3,47	3,77
	Установленная мощность, Гкал/ч	208,19	211,73	135,20	55,52	23,20	18,50
Коэф. использования мощности	0,62	0,82	0,11	0,87	0,69	0,92	
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	95%	97%	83%	97%	100%	100%
	Объем используемого мазута, %	5%	2%	-	3%	-	-
	Объем используемого угля, %	1%	-	-	-	-	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	0,4%	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого торфа, %	-	-	17%	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели энергоэффективности	КПД котельных, %	84	91	74	93	76	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	5,57%	2,84%	2,89%	1,50%	2,85%	1,50%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	170,4	156,7	192,2	154	187,1	155,3
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	37,25	23,68	59,77	20,42	35,87	27,08
	Удельный расход воды на выработку тепловой	5,2	4,1	6,3	2,6	3,1	2,45

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Тосненское ГП		Никольское ГП		Любанское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
	энергии, куб. м/Гкал						
	Потери теплоэнергии, %	10,72	7,96	17,86	7,04	16,95	7,23
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	124	33	66	0	47	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	57,70	17,7	93,66	0	104,41	0
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	258,28	236	296,39	226,7	261,69	217,26
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	58,47	37,18	93,83	32,1	56,32	42,51
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	51,62	41	62,74	25,92	30,71	24,46
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. Воздуха -26°С, °С	95-70	95-70 и 105-75	95-70 и 115-70	95-70 и 115-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода © в атмосферу, г/с	0,948	0,096	3,071	0,206	-	-
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	13,653	9,972	22,588	3,232	1,691	1,183
	Объем выбросов диоксида азота (Nоx) в атмосферу, г/с	7,247	4,807	4,233	1,565	0,879	0,407
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	4,414	-	1,700	1,200	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Таблица 14 Целевые индикаторы, достигаемые в Ульяновском ГП, Фornosовском ГП и Красноборском ГП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Ульяновское ГП		Фornosовское ГП		Красноборское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	2	-	3	-	3
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	1962, 1989	2013	1970, н/д	2013	1961, 1965, 1980	2013, 2014
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	газ, уголь	газ	уголь	газ, диз.топливо	газ, уголь, щепы	газ
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубнои исчислении	14 890	16 800	6 600	14 710	14 568	16 000
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергией, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	23	0	12	0	24	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	5	0	3	0	6	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	12,45	8,47	0,340	6,14	8,28	8,04
	отопление	8,82	6,10	0,340	4,79	7,84	7,6
	гвс	3,63	2,37	0,000	1,35	0,44	0,4
	Установленная мощность, Гкал/ч	32,60	11,80	0,500	8,17	8,8	9,6
	Коэф. использования мощности	0,38	0,72	0,68	0,75	0,94	0,84
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	89%	100%	-	96%	67%	100%
	Объем используемого мазута, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого угля, %	11%	-	100%	-	7%	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	4%	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	25%	-
	Объем используемого торфа, %	-	-	-	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	77	92	60	93	85	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	6,35%	1,43%	4,14%	1,50%	4,1%	1,5%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	185,8	155,3	236,5	153,8	167,2	152,1
	Удельный расход электроэнергией на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	54,00	17,62	74,16	17,54	29,20	19,70
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	4,5	2,7	0,9	1,7	3,4	2,7
	Потери теплоэнергии, %	26,18	8,00	33,91	6,89	10,32	7,73

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Ульяновское ГП		Фornosовское ГП		Красноборское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	26	0	6	0	33	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	104,38	0,00	390,02	0,00	116,62	0,00
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	276,14	217,31	613,98	286,27	269,63	212,8
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	84,78	27,67	116,43	27,54	45,85	30,93
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	45,03	27,23	8,70	17,15	34,42	26,75
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	1,429	0,006	0,512	0,044	1,631	-
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	2,807	0,586	0,799	0,643	3,148	0,377
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	0,445	0,242	0,034	0,192	0,636	0,159
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	0,477	0,025	0,171	0,021	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Таблица 15 Целевые индикаторы, достигаемые в Рябовском ГП, Федоровском СП и Нурминском СП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Рябовское ГП		Федоровское СП		Нурминское СП	
		Всего по ГП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	3	-	1	-	1
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	<i>1972, 1999</i>	2013	<i>1978</i>	2013	<i>1973</i>	2013
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	<i>мазут, уголь</i>	<i>мазут, газ, диз.топливо</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однотрубном исчислении	9 800	15 410	8 800	8 800	5 180	10 920
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	29	0	3	0	5	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	9	0	1	0	2	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	6,13	7,5	8,63	8,63	6,27	6,27
	отопление	5,73	7,0	5,85	5,85	5,5	5,5
	гвс	0,4	0,5	2,78	2,78	0,77	0,77
	Установленная мощность, Гкал/ч	17,1	8,6	13,3	13,3	24	7,22
	Коэф. использования мощности	0,36	0,87	0,65	0,65	0,26	0,87
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	-	60%	100%	100%	100%	100%
	Объем используемого мазута, %	51%	40%	-	-	-	-
	Объем используемого угля, %	5%	-	-	-	-	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого торфа, %	45%	-	-	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	73	92	86	91	86	93
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	10,59%	1,49%	5,21%	3,43%	2,67%	1,5%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	195,9	154,9	166,16	158	166,16	152,9
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	46,28	27,67	35,39	21,09	43,27	22,91
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	2,9	1,8	6,19	5,36	6,1	2,07

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Рябовское ГП		Федоровское СП		Нурминское СП	
		Всего по ГП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
	Потери теплоэнергии, %	9,26	7,54	17,63	8,0	10,67	8,0
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	44	0	16	9	23	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	246,77	0,00	106,70	56,53	102,24	0
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	614,96	365,3	232,46	220,48	232,45	213,9
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	72,66	43,45	55,56	33,11	67,93	35,97
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	28,68	17,61	61,90	53,60	61,00	20,70
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	2,399	0,1964	-	-	-	-
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	12,608	0,967	0,711	0,527	0,711	0,334
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	1,332	0,487	0,342	0,184	0,351	0,185
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	0,189	0,002	-	-	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Таблица 16 Целевые индикаторы, достигаемые в Трубникоборском СП, Шапкинском СП и Тельмановском СП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования				Не является объектом инвестирования	
		Трубникоборское СП		Тельмановское СП		Шапкинское СП	
		Всего по СП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	1	-	1	-	0
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	1991	2013	-	2013	1989	1989
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	-	<i>газ</i>	<i>мазут, уголь</i>	<i>мазут, уголь</i>
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубно исчислении	6 410	4 213	3 800	5 240	1 080	1 080
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	-	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	8	0	-	0	24	24
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	2	0	-	0	5	5
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	1,85	1,24	-	5,2	0,414	0,4
	отопление	1,3	0,90	-	3,5	0,414	0,4
	гвс	0,55	0,34	-	1,7	0,0	0,0
	Установленная мощность, Гкал/ч	10,4	1,72	-	5,2	1,80	1,80
	Кoeff. использования мощности	0,18	0,72	-	1,00	0,23	0,23
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	100%	100%	-	100%	-	-
	Объем используемого мазута, %	-	-	-	-	55%	61%
	Объем используемого угля, %	-	-	-	-	45%	39%
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
Объем используемого торфа, %	-	-	-	-	-	-	
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	66	92	-	92	68	82
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	2,33%	1,5%	-	1,5%	6,10%	6,03%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	217,23	152,3	-	149,5	208,4	174,2
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	67,48	22,68	-	18,43	62,98	75,58
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	н/д	5,55	-	4,69	0,64	0,65

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования				Не является объектом инвестирования	
		Трубнокоборское СП		Тельмановское СП		Шапкинское СП	
		Всего по СП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
	Потери теплоэнергии, %	31,16	8,0	9,54	8,0	16,56	16,51
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	20	0	-	0	11	11
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	288,55	0,00	-	0	437,32	466,1
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	303,82	213,2	-	209,2	645,60	555,42
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	105,94	35,61	-	28,94	98,87	118,66
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	н/д	55,50	-	46,90	6,42	6,49
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	-	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	-	-	-	-	1,968	1,968
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	0,195	0,0857	-	0,269	3,068	3,068
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	0,104	0,025	-	0,09	0,232	0,232
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	-	-	-	-	0,477	0,477

* Примечание – в ценах 2007 г.

**Таблица 17 Целевые индикаторы, достигаемые в результате реализации ИП
ОАО «Тепловые сети» (в целом по организации)**

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	ОАО "Тепловые сети"	
		До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	31
	Год ввода в эксплуатацию котельных	1961, 1962, 1965, 1970, 1972, 1973, 1977-1979, 1980, 1982, 1984, 1985, 1989, 1991-1993, 1995, 1999, н/д	1989, 2013, 2014
	Вид топлива, используемый в котельных	газ, мазут, уголь, щепа, торф	газ, мазут, уголь, диз.топливо
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однотрубном исчислении	280 607	302 632
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	230	24
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	61	5
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	204,58	290,5
	отопление	149,05	204,0
	гвс	55,52	86,5
	Установленная мощность, Гкал/ч	475,09	353,1
	Коэф. использования мощности	0,43	0,82
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	88,2%	96,7%
	Объем используемого мазута, %	4,6%	2,9%
	Объем используемого угля, %	1,7%	0,1%
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	0,3%
	Объем используемой щепы, %	1,2%	-
	Объем используемого торфа, %	4,4%	-
Повышение эффективности работы котельных, энергоэффективности	КПД котельных, %	81	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	4,92%	2,2%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	176,54	155,4
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	41,65	22,7
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	5,0	3,4
	Потери теплоэнергии, %	14,28	7,7
Снижение затрат на производство теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	416	53
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	86,23	11
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	277,42	234,75
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	65,39	36,5
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	49,65	34,2
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70 и 115-70	95-70 и 115-70 и 105-75
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	11,958	2,516
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	61,979	21,244
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	15,835	8,575
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	7,428	1,725

* Примечание – в ценах 2007 г.

В целом по ОАО «Тепловые сети» Тосненского муниципального района после реализации инвестпрограммы будут достигнуты следующие целевые индикаторы:

- увеличение протяженности тепловых сетей с 280,61 км до 302,63 км;
- снижение установленной мощности котельных с 475,09 Гкал/ч до 353,1 Гкал/ч и приведение ее значения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» в соответствие с величиной присоединенной нагрузки для обеспечения покрытия необходимых тепловых нагрузок потребителей;
- полное вытеснение из топливного баланса торфа, щепы, снижение доли мазута, угля и доведение доли газа до 96,7%;
- повышение КПД котельных с 81% до 92%;
- снижение среднего по организации расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных с 4,92 % до 2,2 %;
- снижение среднего по организации удельного расхода условного топлива на выработку теплоэнергии с 176,54 кг ут/Гкал до 155,4 кг ут/Гкал и снижение удельных затрат на топливо;
- снижение среднего по организации удельного расхода электроэнергии на выработку теплоэнергии с 41,65 кВтч/Гкал до 22,7 кВтч/Гкал и снижение удельных затрат на электроэнергию;
- снижение среднего по организации удельного расхода воды на выработку теплоэнергии с 5,0 м³/Гкал до 3,4 м³/Гкал и снижение удельных затрат на воду;
- снижение величины потерь теплоэнергии при ее транспортировке по тепловым сетям с 14,28% до 7,7%;
- сокращение численности производственного персонала с 416 чел до 53 чел и сокращение удельных затрат на заработную плату производственного персонала;
- сокращение объемов выбросов углерода (С) в 4,8 раза, оксидов углерода (СО) в 2,9 раза, диоксида азота (NO_x) в 1,8 раза, диоксидов серы (SO²) в 4,3 раза и улучшение экологической ситуации в зоне теплоснабжения ОАО "Тепловые сети".

X. УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

До начала реализации мероприятий по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского муниципального района все котельные и тепловые сети, расположенные в зоне ответственности ОАО "Тепловые сети", были в муниципальной собственности. Эксплуатацию указанных котельных и теплосетей ОАО "Тепловые сети" осуществляло на основе договоров аренды с Администрациями муниципальных образований Тосненского района.

В настоящий момент ОАО "Тепловые сети" разработана Инвестиционная программа по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения с целью обеспечения надежности и качества теплоснабжения потребителей Тосненского муниципального района. Инвестором, финансирующим реализацию мероприятий Инвестиционной программы, является ООО «Энергоформ».

При реализации инвестиционной программы не планируется реорганизация комплекса теплоснабжения Тосненского района и изменение организационно-правовой формы ОАО «Тепловые сети». При этом планируется расширение зоны эксплуатационной ответственности организации за счет строительства новых тепловых источников для обеспечения теплом потребителей, которые ранее снабжались ОАО "Тепловые сети" покупной теплоэнергией.

Условия реализации инвестиционных программ в сфере ТЭК и ЖКХ

Реализация ИП в ТЭК и ЖКХ осуществляется в условиях регулируемого государством ценообразования:

- Цена поставки тепловой энергии, включающая тариф и инвестиционную составляющую, регулируется органами государственного ценового регулирования.
- Полномочия государственного ценового регулирования распределены между органами государственной власти трех уровней: федеральный (ФСТ), региональный (тарифные комитеты органов исполнительной власти субъектов РФ), муниципальный (уполномоченные органы местного самоуправления).
- Существует механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста платы для субъектов РФ (в среднем) и по муниципальным образованиям на их территории.

Несовершенство законодательной базы

Федеральная законодательная база определила идеологию управления развитием и идеологию инвестиционного планирования в сфере теплоснабжения и других систем коммунальной инфраструктуры, но недостаточно развита, что затрудняет использование предложенных инструментов развития территорий в региональных условиях. Отсутствует методологическая основа, определяющая долгосрочную тарифную политику, инструменты организации долгосрочных отношений с инвестором, организационно-правовые механизмы адаптации разработанных для реализации программ финансовых моделей к изменяющимся условиям реализации.

Необходимость дополнения федерального законодательства региональными процедурами и нормативно-методическими документами, определяющими:

- Порядок реализации программ;
- Порядок финансирования программ и возмещения привлеченных инвестиций через тарифные источники, гарантии возврата инвестиций и получения инвесторами доходности на инвестированный капитал;
- Основания и порядок осуществления корректировок программ в части состава реализуемых мероприятий, финансовых моделей, источников финансирования,

включая величину необходимых инвестиционных составляющих в тарифах и сроков их действия;

- организационно-правовые механизмы для снижения рисков недофинансирования при реализации программ, порядок страхования рисков.

Необходимость адаптации разработанных программ к изменяющимся условиям их реализации. Организация стабильного финансирования программ

В сфере ТЭК и ЖКХ при реализации инвестиционных программ инвестиционное планирование, часто осуществляется в условиях отсутствия документов (проектно-сметной документации, прошедшей экспертизу, договоров с финансовыми учреждениями об условиях предоставления займов, точных данных об объемах бюджетного финансирования и т.д.). По этой причине со временем неминуемо понадобится корректировка и адаптация разработанных финансовых моделей. Для этого можно привести целый список причин и оснований:

- изменение внешних условий реализации, влияющее на стоимость услуг;
- изменение состава реализуемых мероприятий;
- изменение величины финансовых потребностей для реализации мероприятий, связанных с изменением инвестиционных затрат, источников и плана финансирования, условий привлечения займов и т.д.;
- изменение объемов бюджетного финансирования;
- отклонения объемов поставки услуг от запланированных ;
- изменение налогового законодательства;
- политические факторы, ведущие к ужесточению тарифной политики.

Как правило, эти причины ведут к тому, что у организации, реализующей Инвестиционную программу, может возникать «небаланс» по сравнению с объемами финансирования, учтенными при разработке программы, и он будет накапливаться, что негативно скажется на стабильном финансировании ИП или сделает невозможными все ее дальнейшие успехи.

Организационно-правовые механизмы адаптации разработанных и утвержденных программ не определены ни законодательными, ни подзаконными актами.

Опыт ООО «СЭТ» создания адаптационных механизмов при реализации ИП путем разработки инвестиционных соглашений для их реализации

Гарантированный возврат инвестиций и адаптация согласованных финансовых моделей может быть обеспечен следующими мерами. По законодательству ИП реализуются на основе инвестиционного соглашения (Концессионное соглашение или Договор в целях развития систем коммунальной инфраструктуры). В случае отсутствия юридически грамотного и работоспособного соглашения, которое включает раздел, определяющий долгосрочную тарифную политику и гарантии возврата привлеченных инвестиций через тарифные источники, все успехи при реализации ИП будут проблематичны. Необходимо включение в соглашение согласованного тарифным комитетом раздела «Порядок финансирования ИП», который должен определять условия стабильного финансирования ИП, гарантии по возмещению инвестиций через тарифные источники, основания и порядок ее корректировки, преювенциальность решений органов ценового регулирования.

Организация ежегодного мониторинга поступления средств через тарифные источники особенно актуальна и позволит осуществлять согласование накопленного «небаланса» между расчетным и фактическим объемом годового возмещения инвестиций. В случае возникновения отклонений от Графика («небаланса нарастающим итогом») больше зафиксированной предельной величины, необходимо задействование процедуры корректировки инвестиционной составляющей. Это позволит компенсировать «небаланс» и не допускать его накопления.

Без работоспособного инвестиционного соглашения с формализованными и понятными адаптационными механизмами стабильное финансирование ИП и ПЭ и их адаптация к изменяющимся условиям реализации не будут обеспечены.

XI. ФОРМИРОВАНИЕ АДРЕСНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Тепловые источники

Основанием для включения в адресную инвестиционную программу мероприятий по реконструкции (модернизации)/замене котельных является необходимость повышения надежности и качества теплоснабжения потребителей и снижения расходов топливно-энергетических ресурсов и существующих затрат на производство тепловой энергии.

Для обеспечения требуемых параметров на период до 2014 г. запланированы мероприятия по реконструкции (модернизации) существующих котельных или их замене на блок-модульные котельные с автоматическим управлением и современной системой безопасности.

Тепловые сети

Основанием для включения в адресную инвестиционную программу мероприятий по реконструкции (модернизации) тепловых сетей является необходимость снижения существующих потерь тепловой энергии при ее транспортировке от источника и оптимизации работы системы теплоснабжения, которая заключается в повышении качества и доступности услуг теплоснабжения для потребителей за счет замены изношенных сетей и прокладки новых теплотрасс с увеличением общей протяженности тепловых сетей. Все мероприятия по реконструкции (модернизации) тепловых сетей, включенные в инвестиционную программу, планируется выполнить до 2015 г.

Список всех мероприятий с указанием их стоимости и года выполнения приведен ниже в таблице «Адресная программа капитальных вложений по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского района Ленинградской области».

Таблица 18 Адресная программа капитальных вложений по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского района Ленинградской области, с НДС, тыс. руб.

№ п/п	Инвестиционные проекты	Сметная стоимость, тыс. руб. (с НДС)	План реализации по годам					
			Факт			План в ценах на начало 2012 г.		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Инвестиционные проекты по реконструкции, модернизации, строительству тепловых источников	634 304	164 239	209 443	158 796	80 096	16 264	5 466
1.1.	Тосненское ГП							
1.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	60 577	18 312	22 382	14 243	5 640	0	0
1.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	130 092	39 326	48 065	30 587	12 113	0	0
1.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	7 249	2 191	2 678	1 704	675	0	0
1.1.4	кот. Бани г. Тосно	4 469	1 351	1 651	1 051	416	0	0
1.1.5	кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)	11 917	3 602	4 403	2 802	1 110	0	0
1.1.6	кот. д. Ушаки (школа №26)	4 469	1 351	1 651	1 051	416	0	0
1.1.7	кот. д. Георгиевское	5 462	1 651	2 018	1 284	509	0	0
1.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	11 917	3 602	4 403	2 802	1 110	0	0
1.1.9	кот. п. Новолисино	15 889	4 803	5 871	3 736	1 479	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	252 040	76 191	93 122	59 260	23 468	0	0
1.2.	Никольское ГП							
1.2.1	п. Гладкое	27 806	8 406	10 274	6 538	2 589	0	0
1.2.2	гор. Никольское "Сокол"	28 799	8 706	10 640	6 771	2 681	0	0
1.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	25 820	7 805	9 540	6 071	2 404	0	0
1.2.4	гор. Никольское Первомайский	28 799	8 706	10 640	6 771	2 681	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	111 223	33 622	41 094	26 151	10 356	0	0
1.3.	Любанское ГП							
1.3.1	кот. Любань-1	12 016			3 903	4 437	2 631	1 045
1.3.2	кот. Любань-2	14 789			4 803	5 461	3 239	1 286
1.3.3	кот. Сельцо	24 032			7 805	8 874	5 263	2 090
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	50 838	0	0	16 511	18 772	11 133	4 421
1.4.	Ульяновское ГП							
1.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	11 917	3 602	4 403	2 802	1 110	0	0
1.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	28 144		8 706	10 640	6 299	2 499	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	40 061	3 602	13 109	13 442	7 408	2 499	0
1.5.	Форносовское ГП							
1.5.1	д. Поги	5 462	1 651	2 018	1 284	509	0	0
1.5.2	кот. п. Форносово БМ 2640 (Круговая,6)	15 800	4 776	5 838	3 715	1 471	0	0
1.5.3	кот. п. Форносово ММ 6750 (Круговая,12)	25 908	7 832	9 572	6 092	2 412	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 171	14 260	17 428	11 091	4 392	0	0

№ п/п	Инвестиционные проекты	Сметная стоимость, тыс. руб. (с НДС)	План реализации по годам					
			Факт			План в ценах на начало 2012 г.		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1.6.	Красноборское ГП							
1.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	11 917	3 602	4 403	2 802	1 110	0	0
1.6.2	пос. Красный Бор №2 Культуры 47	12 016			3 903	4 437	2 631	1 045
1.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	7 249	2 191	2 678	1 704	675	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	31 182	5 794	7 081	8 409	6 222	2 631	1 045
1.7.	Рябовское ГП							
1.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (дорожная д.6)	13 903	4 203	5 137	3 269	1 295	0	0
1.7.2	пос. Рябово №2 Березовая аллея, д.6	5 462	1 651	2 018	1 284	509	0	0
1.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	11 917	3 602	4 403	2 802	1 110	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	31 282	9 456	11 558	7 355	2 913	0	0
1.8.	Федоровское СП							
1.8.1	д. Федоровское	22 840	6 905	8 439	5 370	2 127	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	22 840	6 905	8 439	5 370	2 127	0	0
1.9.	Нурминское СП							
1.9.1	д. Нурма	18 868	5 704	6 971	4 436	1 757	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	18 868	5 704	6 971	4 436	1 757	0	0
1.10.	Трубникоборское СП							
1.10.1	д. Трубников Бор	12 910	3 903	4 770	3 035	1 202	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	12 910	3 903	4 770	3 035	1 202	0	0
1.11.	Тельмановское СП							
1.11.1	пос. Войскорово	15 889	4 803	5 871	3 736	1 479	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	15 889	4 803	5 871	3 736	1 479	0	0
2	Инвестиционные затраты по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей	1 013 498	283 619	352 349	246 026	112 475	14 086	4 944
2.1.	Тосненское ГП							
2.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	49 653	15 010	18 346	11 674	4 623	0	0
2.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	417 087	126 084	154 103	98 065	38 835	0	0
2.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	2 979	901	1 101	700	277	0	0
2.1.4	кот. Бани г. Тосно	1 490	450	550	350	139	0	0
2.1.5	кот. с/х Ушаки 2 (п. Ушаки)	27 806	8 406	10 274	6 538	2 589	0	0
2.1.6	кот. д. Ушаки 1 (школа №26)	596	180	220	140	55	0	0
2.1.7	кот. д. Георгиевское	4 568	1 381	1 688	1 074	425	0	0
2.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	23 834	7 205	8 806	5 604	2 219	0	0
2.1.9	кот. п. Новолисино	1 490	450	550	350	139	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	529 502	160 067	195 637	124 496	49 302	0	0

№ п/п	Инвестиционные проекты	Сметная стоимость, тыс. руб. (с НДС)	План реализации по годам					
			Факт			План в ценах на начало 2012 г.		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
2.2.	Никольское ГП							
2.2.1	п. Гладкое	24 827	7 505	9 173	5 837	2 312	0	0
2.2.2	гор. Никольское "Сокол"	47 667	14 410	17 612	11 207	4 438	0	0
2.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	39 723	12 008	14 676	9 340	3 699	0	0
2.2.4	гор. Никольское Первомайский	47 667	14 410	17 612	11 207	4 438	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	159 883	48 332	59 073	37 592	14 887	0	0
2.3.	Любанское ГП							
2.3.1	кот. Любань-1	9 243			3 002	3 413	2 024	804
2.3.2	кот. Любань-2	1 386			450	512	304	121
2.3.3	кот. Сельцо	36 973			12 008	13 653	8 097	3 215
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 603	0	0	15 460	17 578	10 425	4 140
2.4.	Ульяновское ГП							
2.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	4 965	1 501	1 835	1 167	462	0	0
2.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	45 252	8 105	15 610	13 276	6 623	1 637	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	50 217	9 606	17 445	14 443	7 086	1 637	0
2.5.	Форносовское ГП							
2.5.1	д. Поги	2 284	690	844	537	213	0	0
2.5.2	кот. п. Форносово БМ	14 690	4 441	5 427	3 454	1 368	0	0
2.5.3	кот. п. Форносово ММ	7 421	2 243	2 742	1 745	691	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	24 395	7 374	9 013	5 736	2 271	0	0
2.6.	Красноборское ГП							
2.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	35 750	10 807	13 209	8 406	3 329	0	0
2.6.2	пос. Красный Бор №2 Культуры 47	9 243			3 002	3 413	2 024	804
2.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	2 979	901	1 101	700	277	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 973	11 708	14 310	12 108	7 019	2 024	804
2.7.	Рябовское ГП							
2.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (Дорожная, д.6)	17 875	5 404	6 604	4 203	1 664	0	0
2.7.2	пос. Рябово № 2 Березовая аллея, д.6	2 979	901	1 101	700	277	0	0
2.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	17 875	5 404	6 604	4 203	1 664	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	38 730	11 708	14 310	9 106	3 606	0	0
2.8.	Федоровское СП							
2.8.1	д. Федоровское	47 667	14 410	17 612	11 207	4 438	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 667	14 410	17 612	11 207	4 438	0	0
2.9.	Нурминское СП							
2.9.1	д. Нурма	40 716	12 308	15 043	9 573	3 791	0	0

№ п/п	Инвестиционные проекты	Сметная стоимость, тыс. руб. (с НДС)	План реализации по годам					
			Факт			План в ценах на начало 2012 г.		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	40 716	12 308	15 043	9 573	3 791	0	0
2.10.	Трубноборское СП							
2.10.1	д. Трубников Бор	9 931	3 002	3 669	2 335	925	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	9 931	3 002	3 669	2 335	925	0	0
2.11.	Тельмановское СП							
2.11.1	пос. Войскорово	16 882	5 103	6 237	3 969	1 572	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	16 882	5 103	6 237	3 969	1 572	0	0
3	Прочие расходы	3 000			1 500	1 500		
4	Итого: суммарные инвестиционные затраты по адресной инвестиционной программе	1 650 802	447 858	561 792	406 322	194 070	30 350	10 410

Затраты на мероприятия, осуществленные/запланированные в 2009-2011 гг. приведены в Адресной инвестиционной программе в фактических ценах соответствующих лет. Затраты на мероприятия, запланированные на 2012-2014 гг., определены в ценах на начало 2012 г. и в следующей таблице будут пересчитаны в прогнозные цены с учетом следующих индексов-дефляторов для расчета инвестиций в основной капитал (Сценарные условия для формирования вариантов прогноза социально-экономического развития в 2013-2015 гг., опубликовано Минэкономразвития РФ 11.05.2012 г.).

Таблица 19 Индексы-дефляторы для расчета инвестиций в основной капитал

Наименование	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Индекс	1,077	1,073	1,071

В Методических рекомендациях по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ от 10.10.2007 г. № 99, мероприятия инвестиционной программы рекомендуется группировать в два списка мероприятий. В первый список рекомендуется включать мероприятия по строительству и модернизации систем коммунальной инфраструктуры, направленные на повышение качества производимых для потребителей товаров (оказываемых услуг). Во второй список рекомендуется включать мероприятия по строительству и модернизации систем коммунальной инфраструктуры, направленные на обеспечение подключения строящихся (реконструируемых) объектов.

Финансовые потребности на реализацию мероприятий первого списка рекомендуется учитывать при определении инвестиционных составляющих в тарифах на товары (услуги) организаций.

Финансовые потребности на реализацию второго списка рекомендуется учитывать при определении тарифов организации на подключение.

Не рекомендуется включать финансовые потребности на реализацию мероприятий одного списка в финансовые потребности другого списка.

Адресная программа капитальных вложений по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского района Ленинградской области в прогнозных ценах и с учетом рекомендованной группировки мероприятий Инвестиционной программы представлена в следующей таблице:

Таблица 20 Адресная программа капитальных вложений по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского района Ленинградской области в прогнозных ценах, с НДС, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест.затраты (с НДС), всего, тыс.руб.	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1.	Инвестиционные проекты по повышению качества товаров и услуг, улучшению экологической ситуации							
1.1	ТЕПЛОВЫЕ ИСТОЧНИКИ							
1.1.1	Тосненское ГП							
1.1.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	61 011	18 312	22 382	14 243	6 075	0	0
1.1.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	131 024	39 326	48 065	30 587	13 046	0	0
1.1.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	7 301	2 191	2 678	1 704	727	0	0
1.1.1.4	кот. Бани г. Тосно	4 501	1 351	1 651	1 051	448	0	0
1.1.1.5	кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.1.6	кот. д. Ушаки (школа №26)	4 501	1 351	1 651	1 051	448	0	0
1.1.1.7	кот. д. Георгиевское	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.1.9	кот. п. Новолисино	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	253 847	76 191	93 122	59 260	25 275	0	0
1.1.2.	Никольское ГП							
1.1.2.1	п. Гладкое	28 005	8 406	10 274	6 538	2 788	0	0
1.1.2.2	гор. Никольское "Сокол"	29 005	8 706	10 640	6 771	2 888	0	0
1.1.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	26 005	7 805	9 540	6 071	2 589	0	0
1.1.2.4	гор. Никольское Первомайский	29 005	8 706	10 640	6 771	2 888	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	112 021	33 622	41 094	26 151	11 153	0	0
1.1.3.	Любанское ГП							
1.1.3.1	кот. Любань-1	13 016	0	0	3 903	4 779	3 041	1 293
1.1.3.2	кот. Любань-2	16 019	0	0	4 803	5 882	3 743	1 592
1.1.3.3	кот.Сельцо	26 031	0	0	7 805	9 557	6 082	2 587
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	55 066	0	0	16 511	20 218	12 866	5 472
1.1.4.	Ульяновское ГП							
1.1.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	29 018	0	8 706	10 640	6 784	2 888	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	41 020	3 602	13 109	13 442	7 979	2 888	0
1.1.5.	Форносовское ГП							
1.1.5.1	д. Поги	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.5.2	кот. п. Форносово БМ 2640 (Круговая,6)	15 914	4 776	5 838	3 715	1 584	0	0
1.1.5.3	кот. п. Форносово ММ 6750 (Круговая,12)	26 094	7 832	9 572	6 092	2 598	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 509	14 260	17 428	11 091	4 730	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест.затраты (с НДС), всего, тыс.руб.	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1.1.6.	Красноборское ГП							
1.1.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.6.2	кот.п. Красный Бор №2 Культуры 47	13 016	0	0	3 903	4 779	3 041	1 293
1.1.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	7 301	2 191	2 678	1 704	727	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	32 319	5 794	7 081	8 409	6 701	3 041	1 293
1.1.7.	Рябовское ГП							
1.1.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (дорожная д.6)	14 003	4 203	5 137	3 269	1 394	0	0
1.1.7.2	пос. Рябово № 2 Березовая аллея, д.6	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	31 506	9 456	11 558	7 355	3 137	0	0
1.1.8.	Федоровское СП							
1.1.8.1	д. Федоровское	23 004	6 905	8 439	5 370	2 290	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	23 004	6 905	8 439	5 370	2 290	0	0
1.1.9.	Нурминское СП							
1.1.9.1	д. Нурма	19 004	5 704	6 971	4 436	1 892	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	19 004	5 704	6 971	4 436	1 892	0	0
1.1.10.	Трубноборское СП							
1.1.10.1	д. Трубников Бор	13 002	3 903	4 770	3 035	1 295	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	13 002	3 903	4 770	3 035	1 295	0	0
1.1.11.	Тельмановское СП							
1.1.11.1	пос. Войскорово	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего инвестиций по тепловым источникам за период	644 301	164 239	209 443	158 796	86 263	18 795	6 765
1.2	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ							
1.2.1.	Тосненское ГП							
1.2.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	50 009	15 010	18 346	11 674	4 979	0	0
1.2.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	420 078	126 084	154 103	98 065	41 826	0	0
1.2.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	3 001	901	1 101	700	299	0	0
1.2.1.4	кот. Бани г. Тосно	1 500	450	550	350	149	0	0
1.2.1.5	кот. с/х Ушаки 2 (п. Ушаки)	28 005	8 406	10 274	6 538	2 788	0	0
1.2.1.6	кот. д. Ушаки 1 (школа №26)	600	180	220	140	60	0	0
1.2.1.7	кот. д. Георгиевское	4 601	1 381	1 688	1 074	458	0	0
1.2.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	24 004	7 205	8 806	5 604	2 390	0	0
1.2.1.9	кот. п. Новолисино	1 500	450	550	350	149	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	533 299	160 067	195 637	124 496	53 098	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест.затраты (с НДС), всего, тыс.руб.	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1.2.2.	Никольское ГП							
1.2.2.1	п. Гладкое	25 005	7 505	9 173	5 837	2 490	0	0
1.2.2.2	гор. Никольское "Сокол"	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
1.2.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	40 007	12 008	14 676	9 340	3 983	0	0
1.2.2.4	гор. Никольское Первомайский	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	161 030	48 332	59 073	37 592	16 033	0	0
1.2.3.	Любанское ГП							
1.2.3.1	кот. Любань-1	10 012	0	0	3 002	3 676	2 339	995
1.2.3.2	кот. Любань-2	1 502	0	0	450	551	351	149
1.2.3.3	кот.Сельцо	40 048	0	0	12 008	14 704	9 357	3 980
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	51 562	0	0	15 460	18 931	12 047	5 124
1.2.4.	Ульяновское ГП							
1.2.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	5 001	1 501	1 835	1 167	498	0	0
1.2.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	46 017	8 105	15 610	13 276	7 133	1 892	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	51 018	9 606	17 445	14 443	7 631	1 892	0
1.2.5.	Форносовское ГП							
1.2.5.1	д. Поги	2 300	690	844	537	229	0	0
1.2.5.2	кот. п. Форносово БМ	14 795	4 441	5 427	3 454	1 473	0	0
1.2.5.3	кот. п. Форносово ММ	7 474	2 243	2 742	1 745	744	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	24 569	7 374	9 013	5 736	2 446	0	0
1.2.6.	Красноборское ГП							
1.2.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	36 007	10 807	13 209	8 406	3 585	0	0
1.2.6.2	кот.п. Красный Бор №2 Культуры 47	10 012	0	0	3 002	3 676	2 339	995
1.2.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	3 001	901	1 101	700	299	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	49 019	11 708	14 310	12 108	7 560	2 339	995
1.2.7.	Рябовское ГП							
1.2.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (дорожная д.6)	18 003	5 404	6 604	4 203	1 793	0	0
1.2.7.2	пос. Рябово № 2 Березовая аллея, д.6	3 001	901	1 101	700	299	0	0
1.2.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	18 003	5 404	6 604	4 203	1 793	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	39 007	11 708	14 310	9 106	3 884	0	0
1.2.8.	Федоровское СП							
1.2.8.1	д. Федоровское	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
1.2.9.	Нурминское СП							
1.2.9.1	д. Нурма	41 008	12 308	15 043	9 573	4 083	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест.затраты (с НДС), всего, тыс.руб.	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	41 008	12 308	15 043	9 573	4 083	0	0
1.2.10.	Трубноборское СП							
1.2.10.1	д. Трубников Бор	10 002	3 002	3 669	2 335	996	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	10 002	3 002	3 669	2 335	996	0	0
1.2.12.	Тельмановское СП							
1.2.12.1	пос. Войсковоро	17 003	5 103	6 237	3 969	1 693	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	17 003	5 103	6 237	3 969	1 693	0	0
	Всего инвестиций по тепловым сетям за период	1 025 526	283 619	352 349	246 026	121 136	16 278	6 119
	ВСЕГО по п. 1, в т.ч.:	1 669 827	447 858	561 792	404 822	207 398	35 073	12 884
	<i>собственные средства Инвестора</i>	<i>1 205 827</i>	<i>377 858</i>	<i>417 792</i>	<i>154 822</i>	<i>207 398</i>	<i>35 073</i>	<i>12 884</i>
	<i>кредитные средства, привлеченные Инвестором</i>	<i>464 000</i>	<i>70 000</i>	<i>144 000</i>	<i>250 000</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
2.	Инвестиционные проекты по подключению строящихся (реконструируемых) объектов							
2.1	ТЕПЛОВЫЕ ИСТОЧНИКИ							
2.2	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ							
3	ПРОЧИЕ РАСХОДЫ*, в т.ч.:	3 000	0	0	1 500	1 500	0	0
	<i>собственные средства Инвестора</i>	<i>3 000</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1 500</i>	<i>1 500</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
	<i>кредитные средства, привлеченные Инвестором</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
4	ИТОГО инвестиций за период, в т.ч.:	1 672 827	447 858	561 792	406 322	208 898	35 073	12 884
	<i>собственные средства Инвестора</i>	<i>1 208 827</i>	<i>377 858</i>	<i>417 792</i>	<i>156 322</i>	<i>208 898</i>	<i>35 073</i>	<i>12 884</i>
	<i>кредитные средства, привлеченные Инвестором</i>	<i>464 000</i>	<i>70 000</i>	<i>144 000</i>	<i>250 000</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
4.1.	ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ТОВАРОВ И УСЛУГ (РЕКОНСТРУКЦИЯ-МОДЕРНИЗАЦИЯ)							
	<i>Итого</i>	1 672 827	447 858	561 792	406 322	208 898	35 073	12 884
4.2.	ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ПО ПОДКЛЮЧЕНИЮ СТРОЯЩИХСЯ (РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ) ОБЪЕКТОВ (ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ)							
	<i>Итого</i>	0	0	0	0	0	0	0

* - по строке 3. «ПРОЧИЕ РАСХОДЫ» сумма при пересчете из цен 2011 г. в прогнозные цены не индексирована т.к. она была определена на момент начала разработки инвестпрограммы (2011 г.), зафиксирована в договоре, к 2012 г. не возрастет и учитывать ее в инвестиционных затратах (а в дальнейшем и финансовых потребностях, предъявляемых к возмещению через тарифные источники) с учетом индексов некорректно.

В целом объем инвестиционных затрат по инвестиционной программе в прогнозных ценах составляет 1 672 827 тыс. руб. с учетом НДС (1 417 650 тыс. руб. без НДС).

ХП. ОБОСНОВАНИЕ ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

12.1. ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

Для финансирования Инвестиционной программы привлечен Инвестор - ООО «Энергоформ».

Часть капитальных вложений будет профинансирована за счет собственных средств Инвестора, часть – за счет привлеченных Инвестором кредитов банков.

12.1.1. Источники финансирования капитальных вложений

План финансирования инвестиционной программы разработан, исходя из следующих сценарных условий и допущений:

- 28% (464 000 тыс. руб.) инвестиционных затрат финансируются за счет *банковских кредитов, привлеченных Инвестором*;
- 72% (1 208 365 тыс. руб.) инвестиционных затрат финансируются за счет *собственных средств* Инвестора.

На реализацию инвестиционной программы выделение средств муниципального/областного/федерального бюджетов не планируется.

Распределение инвестиционных затрат между источниками финансирования по годам реализации инвестиционной программы представлено в следующей таблице:

Таблица 21 Объем необходимых инвестиционных затрат по годам реализации инвестиционной программы и источники их финансирования, с НДС, тыс. руб.

Период	Всего инвестиций за период	в т.ч. по источникам финансирования	
		кредиты банков	собств. средства Инвестора
2009 г.	447 858	70 000	377 858
2010 г.	561 792	144 000	417 792
2011 г.	406 322	250 000	156 322
2012 г.	208 898	0	208 898
2013 г.	35 073	0	35 073
2014 г.	12 884	0	12 884
Итого	1 672 827	464 000	1 208 827
	100%	27,7%	72,3%

12.1.2. Условия привлечения кредитов банков

Для финансирования инвестиционных затрат в объеме 464 млн. руб. за счет кредитов Инвестором были заключены 2 кредитных договора:

- кредитный договор № 106/09 от 08.12.2009 г.;
- кредитный договор № 07/12 от 21.02.2012 г.

Описание условий договоров и расчет расходов на обслуживание по каждому из привлеченных кредитов представлены ниже.

Кредитный договор № 106/09 от 08.12.2009 г.

Для частичного финансирования капитальных вложений, осуществленных в 2009-2010 гг., Инвестором с ОАО «Банк ВТБ Северо-Запад» (далее - Банк) был заключен кредитный договор № 106/09 от 08.12.2009 г.

В соответствии с условиями договора, Банк открыл Инвестору кредитную линию с целевым назначением: для финансирования и рефинансирования затрат по проекту реконструкции

(модернизации) группы котельных, расположенных в г. Тосно и Тосненском районе Ленинградской области.

Лимит выдачи по кредитной линии составил 214 млн. руб., срок окончательного погашения – 28.05.2013 г.

Договорные и фактические графики получения и возврата кредитов по кредитному договору представлены в следующей таблице:

Таблица 22 Графики получения и возврата кредитов, полученных в рамках кредитной линии по кредитному договору № 106/09 от 08.12.2009 г., тыс. руб.

Наименование	Фактическое получение кредитов	Договорной график возврата кредитов	Фактический график погашения	Плановый график возврата кредитов с учетом фактического и договорного графиков
2009 г.				
14.дек. 2009	70 000	0	0	0
Итого за 2009 г.	70 000	-	-	-
2010 г.				
27.январ. 2010	47 000	0	0	0
18.фев. 2010	50 000	0	0	0
25.фев. 2010	7 000	0	0	0
22.июл. 2010	40 000	0	0	0
май. 2010	0	10 929	10 929	10 929
июн. 2010	0	10 928	10 928	10 928
июл. 2010	0	10 927	10 927	10 927
авг. 2010	0	10 927	10 927	10 927
сен. 2010	0	10 927	10 927	10 927
окт. 2010	0	10 927	10 927	10 927
Итого за 2010 г.	144 000	65 565	65 565	65 565
2011 г.				
апр. 2011	0	10 929	10 929	10 929
май. 2011	0	10 928	10 928	10 928
июн. 2011	0	10 927	10 928	10 928
июл. 2011	0	10 927	52 700	52 700
авг. 2011	0	10 927	0	0
сен. 2011	0	10 927	0	0
Итого за 2011 г.	0	65 565	85 485	85 485
2012 г.				
27.апр. 2012	0	10 929	н/д	0
28.май. 2012	0	10 928	н/д	1 937
28.июн. 2012	0	10 927	н/д	10 927
27.июл. 2012	0	10 927	н/д	10 927
28.авг. 2012	0	10 927	н/д	10 927
28.сен. 2012	0	10 927	н/д	10 927
Итого за 2012 г.	0	65 565	н/д	45 645
2013 г.				
28.мар. 2013	0	5 769	н/д	5 769
26.апр. 2013	0	5 768	н/д	5 768
28.май. 2013	0	5 768	н/д	5 768
Итого за 2013 г.	0	17 305	н/д	17 305
Всего				
Итого	214 000	214 000	151 050*	214 000

* - фактически возвращено Инвестором Банку по состоянию на июль 2012 г.

За все время пользования заемными средствами начисляются % по их обслуживанию. Первые 4 кредита (на сумму 174 млн. руб.) были получены под 15,5% годовых.

В соответствии с письмом Банка (исх. № 77706/1263 от 22.07.2010 г) начиная с 22 июля 2010 г. процентная ставка по новым траншам в счет кредитной линии снижена и установлена в размере 12% годовых. Таким образом, последний транш (на 40 млн. руб.) – получен Инвестором под 12% годовых.

Кроме того, в соответствии с письмом Банка, начиная с 2 ноября 2010 г. Банком установлена процентная ставка по всем кредитам, выданным в счет кредитной линии, в размере 12% годовых.

Кроме процентов за пользование кредитом Инвестор уплачивает Банку:

- единовременную плату за операции, связанные с размещением средств – 0,45% от каждого кредита, предоставленного в счет кредитной линии (уплата – в день предоставления кредита);
- комиссионную плату за операции, связанные с размещением средств – 0,02% за квартал, начисляемых ежемесячно.

Годовые графики выборки, возврата кредита по договору № 106/09 от 08.12.2009 г. и график расходов на обслуживание кредита приведены ниже в таблице 24.

Кредитный договор № 07/12 от 21.02.2012 г.

Для финансирования капитальных вложений в 2012 г., Инвестором с ОАО «Банк ВТБ Северо-Запад» был заключен кредитный договор № 07/12 от 21.02.2012 г.

В соответствии с условиями договора, Банк открыл Инвестору кредитную линию для рефинансирования затрат по строительству котельных в Тосненском районе Ленинградской области.

Лимит выдачи по кредитной линии составил 250 млн. руб., срок предоставления кредитов – до 30.05.2012 г., срок окончательного погашения кредитной линии – 31.10.2016 г.

График получения кредитов и договорной график возврата кредитов по кредитному договору представлены в следующей таблице:

Таблица 23 Графики получения и возврата кредитов, полученных в рамках кредитной линии по кредитному договору № 07/12 от 21.02.2012 г., тыс. руб.

Наименование	Фактическое получение кредитов	Договорной график возврата кредитов
2012 г.		
28 февраля 2012 г.	202 000	0
1 марта 2012 г.	48 000	0
Итого за 2012 г.	250 000	0
2013 г.		
31 мая 2013 г.	0	10 417
30 июня 2013 г.	0	10 417
31 июля 2013 г.	0	10 417
31 августа 2013 г.	0	10 417
30 сентября 2013 г.	0	10 417
31 октября 2013 г.	0	10 417
Итого за 2013 г.	0	62 502
2014 г.		
31 мая 2014 г.	0	10 417
30 июня 2014 г.	0	10 417
31 июля 2014 г.	0	10 417
31 августа 2014 г.	0	10 417
30 сентября 2014 г.	0	10 417
31 октября 2014 г.	0	10 417
Итого за 2014 г.	0	62 502
2015 г.		
31 мая 2015 г.	0	10 417
30 июня 2015 г.	0	10 417
31 июля 2015 г.	0	10 417
31 августа 2015 г.	0	10 417
30 сентября 2015 г.	0	10 417

Наименование	Фактическое получение кредитов	Договорной график возврата кредитов
31 октября 2015 г.	0	10 417
Итого за 2015 г.	0	62 502
2016 г.		
31 мая 2016 г.	0	10 417
30 июня 2016 г.	0	10 417
31 июля 2016 г.	0	10 417
31 августа 2016 г.	0	10 417
30 сентября 2016 г.	0	10 417
31 октября 2016 г.	0	10 409
Итого за 2016 г.	0	62 494
Всего		
Итого	250 000	250 000

Процентная ставка за пользование кредитами на дату заключения договора установлена в размере 13,5%. Кроме процентов Заемщик уплачивает банку единовременную плату за операции, связанные с размещением средств в размере 0,1% от лимита выдачи.

Годовые графики выборки, возврата кредитов, полученных Инвестором, и расходов на обслуживание кредитов приведены в таблице ниже.

Таблица 24 Расчетные графики привлечения кредитов, их возврата и обслуживания, тыс. руб.

Период	График выборки кредита, с НДС			График возврата кредита, с НДС			График обслуживания кредитных средств, с НДС			График обслуживания кредитных средств, без НДС		
	Всего	в том числе:		Всего	в том числе:		Всего	в том числе:		Всего	в том числе:	
		По договору № 106/09 от 08.12.2009 г.	По договору №07/12 от 21.02.2012 г.		По договору № 106/09 от 08.12.2009 г.	По договору №07/12 от 21.02.2012 г.		По договору № 106/09 от 08.12.2009 г.	По договору №07/12 от 21.02.2012 г.		По договору № 106/09 от 08.12.2009 г.	По договору №07/12 от 21.02.2012 г.
2009 г.	70 000	70 000	0	0	0	0	457	457	0	387	387	0
2010 г.	144 000	144 000	0	65 565	65 565	0	23 340	23 340	0	19 780	19 780	0
2011 г.	0	0	0	85 485	85 485	0	13 061	13 061	0	11 069	11 069	0
2012 г.	250 000	0	250 000	45 645	45 645	0	34 218	5 694	28 524	28 998	4 826	24 173
2013 г.	0	0	0	79 807	17 305	62 502	31 238	670	30 568	26 473	568	25 905
2014 г.	0	0	0	62 502	0	62 502	22 130	0	22 130	18 754	0	18 754
2015 г.	0	0	0	62 502	0	62 502	13 692	0	13 692	11 603	0	11 603
2016 г.	0	0	0	62 494	0	62 494	5 263	0	5 263	4 460	0	4 460
Всего	464 000	214 000	250 000	464 000	214 000	250 000	143 399	43 222	100 176	121 524	36 629	84 895

Необходимые расходы на обслуживание кредита, включаемые в доходы Инвестора, облагаются налогом на прибыль не в полном объеме. В период 2011-2012 г. включительно не облагаются налогом расходы на обслуживание кредита, определенные по ставке рефинансирования ЦБ РФ с коэффициентом 1,8, с 2013 г. – с коэффициентом 1,1.

Источником возврата кредитов и расходов на обслуживание по кредитам, направленным на финансирование мероприятий инвестиционной программы, является инвестиционная составляющая на цели финансирования ИП в составе арендной платы по объектам инвестирования, перечисляемой Эксплуатирующей организацией (ОАО "Тепловые сети") Инвестору.

12.1.3. Условия привлечения собственных средств Инвестора

Источником финансирования части капитальных вложений по инвестиционной программе в объеме 1 208 827 тыс. руб. с НДС (1 024 430 тыс. руб. без НДС) являются собственные средства Инвестора.

Собственные средства Инвестора на финансирование Инвестиционной программы привлекаются исходя из следующих условий:

- моментом привлечения собственных средств принимается фактический период расходования собственных средств Инвестора на реализацию мероприятий инвестиционной программы;
- ставка обслуживания привлеченных инвестиций (для расчета объема средств, направляемых на обеспечение доходности на инвестированный капитал) – в размере ставки рефинансирования Центрального банка РФ в зависимости от момента начисления доходности («плавающая ставка»):

Таблица 25 Ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации

Период действия	%	Нормативный документ
1 января 2016 г. - 31 декабря 2016 г.	7,00	прогноз по экспертной оценке
1 января 2015 г. - 31 декабря 2015 г.	7,25	
1 января 2014 г. - 31 декабря 2014 г.	7,50	
1 января 2013 г. - 31 декабря 2013 г.	7,75	
26 декабря 2011 г. (прогноз - до конца 2012 года)	8,00	Указание Банка России от 23.12.2011 № 2758-У "О размере ставки рефинансирования Банка России"
3 мая 2011 г. – 25 декабря 2011 г.	8,25	Указание Банка России от 29.04.2011 № 2618-У
28 февраля 2011 г. – 2 мая 2011 г.	8,00	Указание Банка России от 25.02.2011 № 2583-У
1 июня 2010 г. – 27 февраля 2011 г.	7,75	Указание Банка России от 31.05.2010 № 2450-У
30 апреля 2010 г. – 31 мая 2010 г.	8,00	Указание Банка России от 29.04.2010 № 2439-У
29 марта 2010 г. – 29 апреля 2010 г.	8,25	Указание Банка России от 26.03.2010 № 2415-У
24 февраля 2010 г. – 28 марта 2010 г.	8,50	Указание Банка России от 19.02.2010 № 2399-У
28 декабря 2009 г. – 23 февраля 2010 г.	8,75	Указание Банка России от 25.12.2009 № 2369-У
25 ноября 2009 г. – 27 декабря 2009 г.	9,00	Указание Банка России от 24.11.2009 № 2336-У

Возврат собственных средств Инвестора, направленных на финансирование капитальных вложений, и выплата доходности на инвестированный капитал осуществляется за счет инвестиционной составляющей в составе арендной платы по объектам инвестирования, перечисляемой Эксплуатирующей организацией (ОАО "Тепловые сети") Инвестору.

Сумма арендной платы, подлежащей включению в тариф, определяется исходя из возможностей роста тарифной нагрузки при условии обеспечения доступности услуг теплоснабжения потребителям.

12.2. ПАРАМЕТРЫ ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Для реализации ИП разработана финансовая модель, которая обеспечивает баланс интересов Инвестора, Эксплуатирующей организации и потребителей и сформирована с учетом следующих положений:

- тариф на теплоэнергию ежегодно формируется и пересматривается органами государственной власти;
- в необходимую валовую выручку (НВВ) для расчета тарифа включаются экономически обоснованные эксплуатационные затраты;
- исходя из утвержденной ИП и ее финансовых потребностей, в течение установленного срока возврата инвестиций в тариф включается инвестиционная составляющая на финансирование ИП, складывающаяся из амортизации по объектам инвестирования, направляемым на финансирование ИП и расходов на финансирование ИП из прибыли с учетом возникающих налогов;
- возврат привлеченных инвестиций Инвестору (ООО «Энергоформ») осуществляется путем перечисления ему Эксплуатирующей организацией (ОАО "Тепловые сети") арендной платы с инвестиционной составляющей;
- арендная плата подлежит включению в НВВ при формировании и ежегодном пересмотре тарифа;
- тарифный сценарий должен обеспечивать финансовые потребности ИП и выполнение финансовых обязательств перед финансирующими организациями;
- для обеспечения доступности услуг потребителям должны быть выработаны меры сглаживания роста тарифов при инвестировании.

Долгосрочный тарифный сценарий для реализации ИП, в котором определена инвестиционная составляющая на финансирование ИП в тарифе и срок ее включения в тариф, должен обеспечивать баланс интересов Инвестора, Эксплуатирующей организации и потребителей услуг. Разработанный компромиссный вариант тарифного сценария основан на необходимости обеспечения допустимой тарифной нагрузки на потребителей (доступности услуг потребителям), допустимой бюджетной нагрузки по дотированию ЖКХ и приемлемых для Инвестора показателей эффективности инвестиций при реализации ИП (простых и дисконтированных).

При этом критерий «доступность услуг потребителям» является определяющим при утверждении органами местного самоуправления и органами ценового регулирования ИП организации и принятии решения о вводе инвестиционной составляющей в тариф для организаций – производителей услуг и далее для потребителей при формировании платежа за коммунальные услуги. Этот же критерий является основным при утверждении уполномоченными органами предельных индексов роста тарифа на теплоэнергию для организаций – производителей услуг и для потребителей муниципальных образований, на территории которых реализуется ИП.

Согласованные максимальные индексы роста цен на коммунальные услуги по муниципальным образованиям учитывают тарифы с инвестиционной составляющей на услуги теплоснабжения и определяют предельную максимальную тарифную нагрузку на потребителей.

Таким образом, в рамках этой финансовой модели, тариф ежегодно пересматривается или индексируется, но, исходя из утвержденной ИП, определен долгосрочный период, в течение которого в тариф включается обоснованная инвестиционная составляющая, обеспечивающая финансовые потребности ИП. При этом тарифное регулирование становится более предсказуемым и обеспечивает финансирование производственной деятельности

теплоснабжающих организаций по поставкам тепловой энергии и инвестиционной деятельности в рамках утвержденной ИП.

Возмещение инвестиций Инвестору обеспечивается через арендную плату, в которую включается инвестиционная составляющая, которая обеспечивает:

- возмещение инвестиций;
- расходы на обслуживание кредитных ресурсов, привлеченных на финансирование ИП;
- получение Инвестором доходности на инвестированный капитал на уровне ставки рефинансирования ЦБ РФ;
- расходы на уплату налога на имущество по объектам инвестирования;
- расходы на уплату налога на прибыль, возникающего из-за ввода инвестиционной составляющей (исходя из расходов на финансирование инвестиционной программы из прибыли).

Для сглаживания тарифных последствий осуществления инвестиций и ограничения темпов роста стоимости услуг теплоснабжения для потребителей предусмотрено постепенное нагружение арендной платы инвестиционной составляющей, т.е. возврат инвестиций неравными долями.

План финансирования и финансовые потребности для реализации инвестиционной программы определены в следующей таблице.

Таблица 26 План финансирования и расчет финансовых потребностей для реализации инвестиционной программы

№	Наименование	Ед.изм.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего
1	Инвестиционные затраты												
1.1	Инвестиционные затраты (сметная стоим. инвест. проекта), с НДС	тыс. руб.	447 858	561 792	406 322	208 898	35 073	12 884	0	0	0	0	1 672 827
1.2	Начало реконструкции (модернизации) первого объекта		2009 г.										
1.3	Продолжительность реконструкции (модернизации)		6 лет										
1.4	Начало эксплуатации последнего из реконструируемых объектов		2014 г.										
2.	Параметры схемы финансирования инвестиционной программы												
2.1.	Источники финансирования проектов	тыс. руб.	447 858	561 792	406 322	208 898	35 073	12 884	0	0	0	0	1 672 827
	Собственные средства Инвестора	тыс. руб.	377 858	417 792	156 322	208 898	35 073	12 884	0	0	0	0	1 208 827
	Кредитные средства, привлеченные Инвестором	тыс. руб.	70 000	144 000	250 000	0	0	0	0	0	0	0	464 000
3	Условия возврата привлеченных инвестиций												
3.1.	Кредит (кредитный договор №106/09 от 08.12.2009 г.)												
	- дата, с которой осуществлено привлечение средств		14.12.2009	27.01.2010, 18.02.2010, 25.02.2010, 22.07.2010									
	- срок, на который привлечены средства		3,5 года										
	- график возврата привлеченных средств												
	начало возврата кредита		24.05.2010										
	конец возврата кредита		28.05.2013										
	- условия обслуживания кредита												
	обслуживание кредита	% годовых	15,5%	12,0-15,5%	12,0%	12,0%	12,0%	-	-	-	-	-	
	периодичность начисления процентов		ежемесячно										
3.1.1.	График выборки кредита (по годам)	тыс. руб.	70 000	144 000	0	0	0	0	0	0	0	0	214 000
3.1.2.	График возврата кредита Инвестором (по годам)	тыс. руб.	0	65 565	85 485	45 645	17 305	0	0	0	0	0	214 000
3.1.3.	Обслуживание привлеченных кредитов, в т.ч.:	тыс. руб.	457	23 340	13 061	5 694	670	0	0	0	0	0	43 222
	- обслуживание заемных средств (% по кредиту), с НДС	тыс. руб.	139	22 488	12 977	5 658	666	0	0	0	0	0	41 928
	не облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	139	21 215	12 977	5 658	473	0	0	0	0	0	40 462
	облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	1 273	0	0	193	0	0	0	0	0	1 466
	- плата за операции	тыс. руб.	318	852	84	36	4	0	0	0	0	0	1 294
3.2.	Кредит (кредитный договор №07/12 от 21.02.2012 г.)												
	- дата, с которой осуществлено привлечение средств					28.02.2012, 01.03.2012							
	- срок, на который привлечены средства	лет	4 года и 7 мес.										
	- график возврата привлеченных средств												

№	Наименование	Ед.изм.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего
	начало возврата кредита		31.05.2013										-
	конец возврата кредита		31.10.2016										-
	- условия обслуживания кредита												
	обслуживание кредита	% годовых				13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	-	-	
	периодичность начисления процентов		ежемесячно										
3.2.1.	График выборки кредита (по годам)	тыс. руб.	0	0	0	250 000	0	0	0	0	0	0	250 000
3.2.2.	График возврата кредита Инвестором (по годам)	тыс. руб.	0	0	0	0	62 502	62 502	62 502	62 494	0	0	250 000
3.2.3.	Обслуживание привлеченных кредитов, в т.ч.:	тыс. руб.	0	0	0	28 524	30 568	22 130	13 692	5 263	0	0	100 176
	- обслуживание заемных средств (% по кредиту), с НДС	тыс. руб.	0	0	0	28 274	30 568	22 130	13 692	5 263	0	0	99 926
	не облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	28 274	19 303	13 524	8 088	3 002	0	0	72 191
	облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	11 265	8 606	5 604	2 261	0	0	27 735
	- плата за операции	тыс. руб.	0	0	0	250	0	0	0	0	0	0	250
3.3.	Собственные средства Инвестора												
3.3.1	График привлечения собственных средств Инвестора на финансирование ИП	тыс. руб.	377 858	417 792	156 322	208 898	35 073	12 884	0	0	0	0	1 208 827
3.3.2	График возврата собственных средств Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	32 708	243 303	360 923	442 140	129 752	0	1 208 827
3.3.3	Обслуживание собственных средств Инвестора	тыс. руб.	23 215	49 462	72 191	85 952	90 926	81 812	52 082	24 430	4 343	0	484 413
4	Финансовые потребности на реконструкцию (модернизацию) (п.3.1.2+п.3.1.3+п.3.2.1+п.3.2.2+п.3.3.2+п.3.3.3), с НДС	тыс. руб.	23 672	138 367	170 737	165 815	234 679	409 748	489 199	534 328	134 095	0	2 300 639
5	Финансовые потребности на реконструкцию (модернизацию), предъявляемые к возмещению через тарифные источники, без НДС (п.4/1,18)	тыс. руб.	20 061	117 260	144 692	140 521	198 880	347 244	414 576	452 820	113 640	0	1 949 694
5.1.	- за счет тарифа на подключение новых потребителей	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.2.	- за счет инвестиционной составляющей в тарифе (в составе Арендной платы), в т.ч.:	тыс. руб.	0	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	427 656	504 034	137 969	1 949 694
	- за счет амортизации по объектам инвестирования	тыс. руб.	0	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	1 285 671
	- за счет прибыли на финансирование инвестпрограммы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	180 970	405 450	77 603	664 023

В соответствии с разработанным планом финансирования инвестиционной программы и порядком возврата привлеченных инвестиций выполнен расчет объема финансовых потребностей для реализации инвестиционной программы.

Результаты расчета финансовых потребностей для реализации инвестиционной программы представлены в таблице 26. При этом в таблице 26 приведены:

- график необходимого поступления собственных средств Инвестора на финансирование капитальных вложений;
- график возврата собственных средств Инвестора, привлеченных на цели финансирования инвестпрограммы;
- график расходов на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора;
- график выборки кредитов с учетом необходимости перечисления части средств поставщикам/подрядчикам, которые будут привлечены к выполнению работ в рамках инвестпрограммы, в виде НДС;
- график возврата кредитов, привлеченных на цели финансирования инвестпрограммы;
- график расходов на обслуживание привлеченных кредитов;
- ежегодные финансовые потребности, состоящие из расходов на возврат собственных средств Инвестора, расходов на обеспечение доходности на инвестированный капитал, расходов на возврат и обслуживание кредитов, привлеченных с учетом необходимости перечисления части средств в виде НДС.

Результаты расчета финансовых потребностей для реализации инвестиционной программы (с указанием источника их покрытия) представлены в следующей таблице. При этом в таблице приведены финансовые потребности на реконструкцию (модернизацию), предъявляемые к возмещению через тарифные источники без учета НДС, поскольку из этих финансовых потребностей в дальнейшем будет выполнен расчет необходимой инвестиционной составляющей в тарифе и прогнозных тарифов на срок реализации инвестиционной программы. Расчеты с потребителями за отпущенную им тепловую энергию будут осуществляться по тарифу, состоящему из следующих составляющих:

$$T = (Зэ + Ar1 + Ar2 + П \pm \Delta Pr) / Q_{пол}, \quad \text{где}$$

T - тариф на отпускаемую теплоэнергию, руб./Гкал;

Зэ – эксплуатационные затраты на выполнение согласованной годовой производственной программы организации, руб.;

Ar1 – арендная плата по объектам имущественного комплекса теплоснабжения, эксплуатируемым на основании договоров аренды **Эксплуатирующей организации с администрациями Поселений**, руб.;

Ar2 – арендная плата по объектам инвестирования, перечисляемая **Инвестору** с инвестиционной составляющей, руб.;

П – прибыль по выполнению годовой производственной программы **Эксплуатирующей организации**, руб.;

ΔPr – финансовый результат по выполнению производственной программы предыдущих периодов регулирования, согласованный органом тарифного регулирования и подлежащий учету в тарифе следующего периода регулирования, руб.;

$Q_{пол}$ – полезный отпуск теплоэнергии в соответствии с производственной программой, согласованной на очередной период регулирования (год), Гкал.

Таким образом, финансовые потребности для реализации Инвестпрограммы и далее расчет прогнозных тарифов и инвестиционной составляющей в тарифе выполняется без учета НДС. НДС включают в тариф позднее, при осуществлении расчетов с потребителями за услуги теплоснабжения.

Помимо расходов на возврат и обслуживание средств, привлеченных на финансирование капитальных вложений по Инвестиционной программе, в состав финансовых потребностей,

подлежащих возмещению через тарифные источники, также включаются налог на прибыль, возникающий при необходимости финансирования Инвестиционной программы из прибыли и налог на имущество по объектам инвестирования. Необходимость финансирования ИП из прибыли возникает в случае недостаточности объема амортизационных отчислений для финансирования потребностей ИП за год.

Объем и источники покрытия финансовых потребностей инвестиционной программы с учетом налога на прибыль и налога на имущество представлены в следующей таблице:

Таблица 27 Финансовые потребности инвестиционной программы, тыс. руб.

№	Структура финансовых потребностей ИП	Объем расходов, всего		Источники покрытия фин. потребностей ИП (без НДС)		
				Арендная плата по объектам инвестирования, в т.ч.:		
		с НДС	без НДС	Инвестсоставляющая, в т.ч.:		
амортизационные отчисления	прибыль на финансирование ИП			ИС на налог на имущество		
1	Инвест.затраты (капитальные вложения), в т.ч. по источникам:	1 669 827	1 415 108	-	-	-
	<i>собственные средства Инвестора</i>	1 205 827	1 021 887	-	-	-
	<i>кредитные средства, привлеченные Инвестором</i>	464 000	393 220	-	-	-
2	Прочие расходы, в т.ч. по источникам:	3 000	2 542			
	<i>собственные средства</i>	3 000	2 542	-	-	-
3	Инвестиционные затраты (п.1+п.2), в т.ч. по источникам:	1 672 827	1 417 650	1 225 305	192 345	-
	<i>собственные средства Инвестора</i>	1 208 827	1 024 430	832 085	192 345	-
	<i>кредитные средства, привлеченные Инвестором</i>	464 000	393 220	393 220	0	-
4	Расходы на обслуживание кредитов	143 399	121 524	0	121 524	-
5	Расходы на обеспечение доходности на инвестированные собственные средства Инвестора	484 413	410 520	60 366	350 154	-
6	Налог на прибыль, возникающий при финансировании ИП из прибыли*	167 338	141 811	-	141 811	-
7	Налог на имущество по объектам инвестирования (с момента принятия на баланс и до 2018 г. включительно)**	86 381	73 204	-	-	73 204
8	Финансовые потребности, предъявляемые к возмещению через тарифные источники с налогом на прибыль (п.3+п.4+п.5+п.6+п.7)	2 554 357	2 164 710	1 285 671	805 835	73 204

* - расчет налога на прибыль, возникающего при финансировании ИП из прибыли представлен в таб. 44

** - расчет налога на имущество по объектам инвестирования представлен в разделе 13.2 настоящей ИП. Налог начисляется до 2024 г. включительно и составляет 78 726 тыс. руб., в таблице выше приведен только за период до возврата всех финансовых потребностей ИП – до 2018 г. включительно.

Как видно из таблицы, источниками покрытия финансовых потребностей являются:

Таблица 28 Источники покрытия финансовых потребностей инвестиционной программы

Финансовые потребности ИП	Источник покрытия финансовых потребностей
Инвест. затраты (кап. вложения)	Кредитные средства, привлеченные Инвестором
	Собственные средства Инвестора
Расходы на возврат кредитов и собственных средств Инвестора	Тарифные источники: - тариф на т/э (Арендная плата, включающая инвестиционную составляющую (в т.ч. амортизационные отчисления по объектам инвестирования, расходы из прибыли на финансирование ИП и выплаты по налогу на имущество)
Расходы на обслуживание кредитов	
Расходы на обеспечение доходности на инвестированный капитал	
Налог на имущество и налог на прибыль, возникающий при вводе инвестиционной составляющей в тарифе	

Возврат привлеченных инвестиций Инвестору планируется осуществлять путем перечисления ему Эксплуатирующей организацией ОАО "Тепловые сети" арендной платы, включающей инвестиционную составляющую.

Введение инвестиционной составляющей в тарифе ОАО "Тепловые сети" обеспечит возврат инвестиционных средств, вложенных Инвестором в реализацию ИП.

Вывод:

Объем инвестиционных затрат в прогнозных ценах составит 1 672 827 тыс. руб. с НДС.

Расходы на обслуживание кредитных средств, привлеченных на финансирование инвестиционной программы, составят 143 399 тыс. руб. с НДС.

Расходы на обеспечение доходности на собственные средства Инвестора, привлеченные на цели финансирования инвестпрограммы (в размере ставки рефинансирования), составят 484 413 тыс. руб. с НДС.

Финансовые потребности инвестиционной программы, предъявляемые к возмещению через тарифные источники (расходы на возврат и обслуживание средств, привлеченных на финансирование инвестиционной программы + налог на прибыль, возникающий при финансировании ИП из прибыли + налог на имущество по объектам инвестирования (до 2018 г. включительно)), равны **2 164 710 тыс. руб.** без НДС.

ХIII. РАСЧЕТ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПЛАНИРУЕМЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

13.1. ОЦЕНКА УВЕЛИЧЕНИЯ АМОРТИЗАЦИОННЫХ ОТЧИСЛЕНИЙ ПО ОСНОВНЫМ ФОНДАМ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

После выполнения мероприятий инвестпрограммы Инвестор по договорам аренды передает объекты во временное владение ОАО "Тепловые сети" для ведения хозяйственной деятельности. Вопросы собственности по объектам инвестирования определяются в Инвестиционном соглашении (Концессионном соглашении или Договоре в целях развития систем коммунальной инфраструктуры).

Амортизационные отчисления по объектам инвестирования должны направляться на возврат и обслуживание привлеченных инвестиций.

Расчет размера амортизационных отчислений по объектам инвестирования выполнен в соответствии:

- с амортизируемой базой - амортизируемая база по каждому объекту инвестирования соответствует балансовой стоимости объектов инвестирования после реконструкции (модернизации);
- с нормативным сроком амортизации объектов инвестирования (сроком полезного использования объектов основных средств). Срок определен на основании Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Амортизационные отчисления по объектам инвестирования входят в состав арендной платы по объектам инвестирования, выплачиваемой эксплуатирующей организацией (ОАО "Тепловые сети"). Арендная плата подлежит включению в состав расходов, формирующих тариф ОАО "Тепловые сети" на услуги теплоснабжения потребителей.

Амортизация для целей бухгалтерского учета определяется в соответствии с действующим законодательством и положением по учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Энергоформ».

Принятые при расчете амортизационных отчислений сроки амортизации составляют:

- блок-модульные котельные (новое строительство) - 7 лет и 1 месяц (Пятая амортизационная группа (нормативный срок -7-10 лет включительно));

- другие котельные (реконструкция (модернизация) без замены на БМК) – 10 лет и 1 месяц (Шестая амортизационная группа (нормативный срок -10-15 лет включительно));
- тепловые сети – 10 лет и 1 месяц (Шестая амортизационная группа (нормативный срок -10-15 лет включительно)).

Кроме того в соответствии с положением по учетной политике для целей бухгалтерского учета начисление амортизации производится способом уменьшаемого остатка (ПБУ 6/01 п. 18) и с применением коэффициента ускоренной амортизации «3» (ПБУ 6/01 п. 19). По истечению принятого при постановке объекта на баланс срока его полезного использования, остаточная стоимость объекта основных средств одновременно списывается на затраты.

Принципы начисления амортизации, приведенные в положении по учетной политике для целей бухгалтерского учета, не противоречат Положению по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01.

Результаты расчета объемов ежегодных амортизационных отчислений по объектам инвестирования с учетом сроков ввода их в эксплуатацию, представлены в таблице:

Таблица 29 Амортизационные отчисления по объектам инвестирования (подлежащие включению в состав Арендной платы), без НДС, тыс. руб.

Год	ОАО "Тепловые сети", Тосненский р-н	в том числе:	
		котельные	т/сети
2010 г.	18 973	10 750	8 223
2011 г.	183 895	109 076	74 819
2012 г.	119 365	66 806	52 559
2013 г.	156 739	61 576	95 164
2014 г.	290 605	110 619	179 985
2015 г.	215 646	79 281	136 365
2016 г.	141 497	45 703	95 794
2017 г.	98 584	31 291	67 293
2018 г.	60 366	13 094	47 272
2019 г.	40 756	7 548	33 208
2020 г.	46 221	8 484	37 737
2021 г.	13 890	1 790	12 100
2022 г.	8 500	0	8 500
2023 г.	18 129	0	18 129
2024 г.	1 941	0	1 941
Итого	1 415 108	546 018	869 090

13.2. ОЦЕНКА УВЕЛИЧЕНИЯ НАЛОГА НА ИМУЩЕСТВО ОРГАНИЗАЦИИ С УЧЕТОМ ОБЪЕКТОВ ИНВЕСТИРОВАНИЯ

Налог на имущество по объектам инвестирования, будет входить в состав арендной платы по объектам инвестирования, выплачиваемой эксплуатирующей организацией (ОАО "Тепловые сети"). Арендная плата включается в состав расходов, формирующих тариф ОАО "Тепловые сети" на услуги теплоснабжения потребителей.

Ставка налога на имущество составляет 2,2%. Базой, облагаемой налогом на имущество, является среднегодовая стоимость основных фондов.

Для корректного определения объема налоговых платежей по налогу на имущество (в части объектов инвестирования) расчет остаточной стоимости имущества выполнен с учетом начисленной амортизации для целей бухгалтерского учета (в соответствии с Положением об учетной политике для целей бухгалтерского учета ООО «Энергоформ»).

Результаты расчета налога на имущество по объектам инвестирования представлены в таблице:

Таблица 30 Налог на имущество по объектам инвестирования, без НДС, тыс. руб.

Год	ОАО "Тепловые сети", Тосненский р-н	в том числе:	
		котельные	т/сети

2010 г.	2 035	1 052	984
2011 г.	9 839	5 129	4 709
2012 г.	6 503	3 194	3 308
2013 г.	11 026	3 822	7 204
2014 г.	15 777	4 648	11 129
2015 г.	11 624	3 246	8 378
2016 г.	7 757	1 871	5 885
2017 г.	5 204	1 069	4 134
2018 г.	3 440	536	2 904
2019 г.	2 349	309	2 040
2020 г.	1 545	141	1 404
2021 г.	784	23	762
2022 г.	535	0	535
2023 г.	283	0	283
2024 г.	26	0	26
Итого	78 726	25 040	53 687

13.3. ДОЛГОСРОЧНЫЙ ТАРИФНЫЙ СЦЕНАРИЙ НА СРОК РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

В соответствии с действующим в сфере государственного ценового регулирования законодательством тариф на тепловую энергию, отпускаемую организацией, должен обеспечивать покрытие как экономически обоснованных расходов организации, так и обеспечивать достаточные средства для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения.

Тариф ежегодно пересматривается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом изменения экономически обоснованных расходов организации и возможных изменений условий реализации инвестиционной программы.

Законодательством определен механизм ограничения предельной величины тарифов путем установления ежегодных предельных индексов роста, а также механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста.

При этом возмещение затрат на реализацию инвестиционных программ организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, может потребовать установления для организации тарифов на уровне выше установленного федеральным органом предельного максимального уровня.

Решение об установлении для организации тарифов на уровне выше предельного максимального принимается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов (цен) самостоятельно и не требует согласования с федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Для реализации инвестиционной программы при принятом плане финансирования инвестиционной программы в данной работе разработан прогнозный тарифный сценарий.

Долгосрочный тарифный сценарий для реализации ИП, в котором определена инвестиционная составляющая в тарифе и срок ее включения в тариф, должен обеспечивать баланс интересов Инвестора, эксплуатирующей организации и потребителей услуг теплоснабжения.

Разработанный компромиссный вариант тарифного сценария основан на необходимости обеспечения:

- допустимой тарифной нагрузки на потребителей, доступности услуг потребителям;
- допустимой бюджетной нагрузки;

- приемлемых для Инвестора показателей эффективности инвестиций при реализации ИП (простых и дисконтированных).

При этом критерий «доступность услуг потребителям» является определяющим при утверждении органами местного самоуправления и органами ценового регулирования ИП теплоснабжающей организации и принятии решения о вводе инвестиционной составляющей в тариф теплоснабжающей организации.

13.3.1 Показатели производственной программы ОАО "Тепловые сети" на период 2012– 2022 гг.

Показатели производственной программы ОАО "Тепловые сети" на перспективный период 2012-2022 гг. приняты по экспертной оценке с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой энергии, с учетом роста тепловых нагрузок потребителей теплоэнергии от ОАО "Тепловые сети" на перспективный период;
- улучшения технико-экономических показателей, показателей тепловой экономичности по котельным и снижения потерь теплоэнергии при транспортировке с учетом постепенного ввода в эксплуатацию объектов инвестирования и завершения реализации ИП к 2014 г.

Ниже представлена производственная программа ОАО "Тепловые сети" на 2012-2022 гг., в соответствии с которой экспертной организацией определен прогнозный уровень экономически обоснованных тарифов на теплоэнергию, отпускаемую в 2013-2022 гг.

Таблица 31 Производственная программа ОАО "Тепловые сети" на 2012-2022 г.

№	Наименование	Ед. изм.	2012	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
			Согласовано регулирующим органом	По экспертной оценке									
1	Основные натуральные показатели												
1	Выработка т/э	Гкал	669 835	607 383	597 064	623 231	647 509	649 669	651 344	653 777	655 537	657 306	659 080
2	Расход т/э на собственные нужды котельных	Гкал	19 157	14 434	13 020	13 725	14 461	14 505	14 542	14 590	14 628	14 667	14 707
		%	2,86%	2,38%	2,18%	2,20%	2,23%	2,23%	2,23%	2,23%	2,23%	2,23%	2,23%
3	Отпуск т/э с коллекторов	Гкал	650 677	592 949	584 044	609 507	633 048	635 164	636 803	639 187	640 909	642 639	644 373
4	Покупка т/э	Гкал	1 101	1 302	1 345	1 402	1 468	1 468	1 468	1 468	1 468	1 468	1 468
5	Отпуск т/э в сеть	Гкал	651 778	594 251	585 389	610 909	634 516	636 632	638 270	640 655	642 377	644 107	645 841
6	Потери т/э при транспорте	Гкал	79 669	58 735	46 073	46 715	48 585	48 742	48 865	49 042	49 172	49 304	49 437
		%	12,22%	9,88%	7,87%	7,65%	7,66%	7,66%	7,66%	7,66%	7,65%	7,65%	7,65%
7	Полезный отпуск т/э, всего	Гкал	572 109	535 516	539 316	564 194	585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404
7.1	Расход т/э на хоз. нужды	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	Товарная т/э, всего	Гкал	572 109	535 516	539 316	564 194	585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404
8	Потребление ресурсов:												
8.1	Расход условного топлива	тут	107 161	96 592	93 082	96 903	100 647	100 980	101 239	101 614	101 885	102 160	102 436
	<i>уд.расход условного топлива на выработку т/э</i>	<i>кг у.т./Гкал</i>	<i>160,05</i>	<i>159,03</i>	<i>155,90</i>	<i>155,48</i>	<i>155,44</i>	<i>155,43</i>	<i>155,43</i>	<i>155,43</i>	<i>155,42</i>	<i>155,42</i>	<i>155,42</i>
	Расход натурального топлива												
	газ	тыс.м3	86 743	79 966	78 139	81 868	85 112	85 355	85 545	85 814	86 011	86 243	86 475
	мазут	тнт	3 738	2 596	2 085	2 111	2 137	2 174	2 202	2 248	2 280	2 287	2 293
	уголь	тнт	-	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
	диз.топливо	тнт	1 142	240	240	240	240	243	245	249	250	251	252
	щепа	м3	4 420	4 279	1 711	-	-	-	-	-	-	-	-
8.2	Расход электроэнергии	тыс. кВт.ч	22 035	14 014	13 436	14 048	14 673	14 724	14 765	14 823	14 866	14 906	14 946
	<i>удельный расход э/э на выработку т/э</i>	<i>кВт.ч/Гкал</i>	<i>32,90</i>	<i>23,07</i>	<i>22,50</i>	<i>22,54</i>	<i>22,7</i>	<i>22,66</i>	<i>22,67</i>	<i>22,67</i>	<i>22,68</i>	<i>22,7</i>	<i>22,7</i>
8.3	Расход воды (+стоки)	тыс.м3	2 137	2 159	2 073	2 145	2 215	2 220	2 224	2 229	2 233	2 239	2 245
	<i>удельный расход воды на выработку т/э</i>	<i>м3/Гкал</i>	<i>3,74</i>	<i>3,56</i>	<i>3,47</i>	<i>3,44</i>	<i>3,42</i>	<i>3,42</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>

13.3.2. Обоснование графика арендных платежей (с инвестиционной составляющей) для включения в тарифы на тепловую энергию

Для реализации инвестиционной программы при принятом плане финансирования для Эксплуатирующей организации разработан прогнозный тарифный сценарий, при котором тариф на тепловую энергию, отпускаемую ОАО "Тепловые сети", складывается из эксплуатационных расходов и прибыли от осуществления деятельности по теплоснабжению потребителей, при этом в состав тарифа включена арендная плата по объектам инвестирования, перечисляемая Инвестору.

Возмещение инвестиций Инвестору обеспечивается через арендную плату, в которую включается инвестиционная составляющая, обеспечивающая:

- возмещение инвестиций (кредитов и собственных средств Инвестора);
- возмещение расходов Инвестора на обслуживание привлеченных кредитов;
- получение Инвестором доходности на инвестированный капитал на уровне ставки рефинансирования ЦБ;
- расходы на уплату налога на прибыль, возникающего из-за ввода инвестиционной составляющей (исходя из расходов на финансирование ИП из прибыли);
- расходы на уплату налога на имущество по объектам инвестирования.

Для сглаживания тарифных последствий осуществления инвестиций и ограничения темпов роста стоимости услуг теплоснабжения для потребителей предусмотрено постепенное нагружение арендной платы инвестиционной составляющей, т.е. возврат инвестиций неравными долями.

В следующей таблице представлены результаты расчета арендной платы с инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию для ОАО "Тепловые сети".

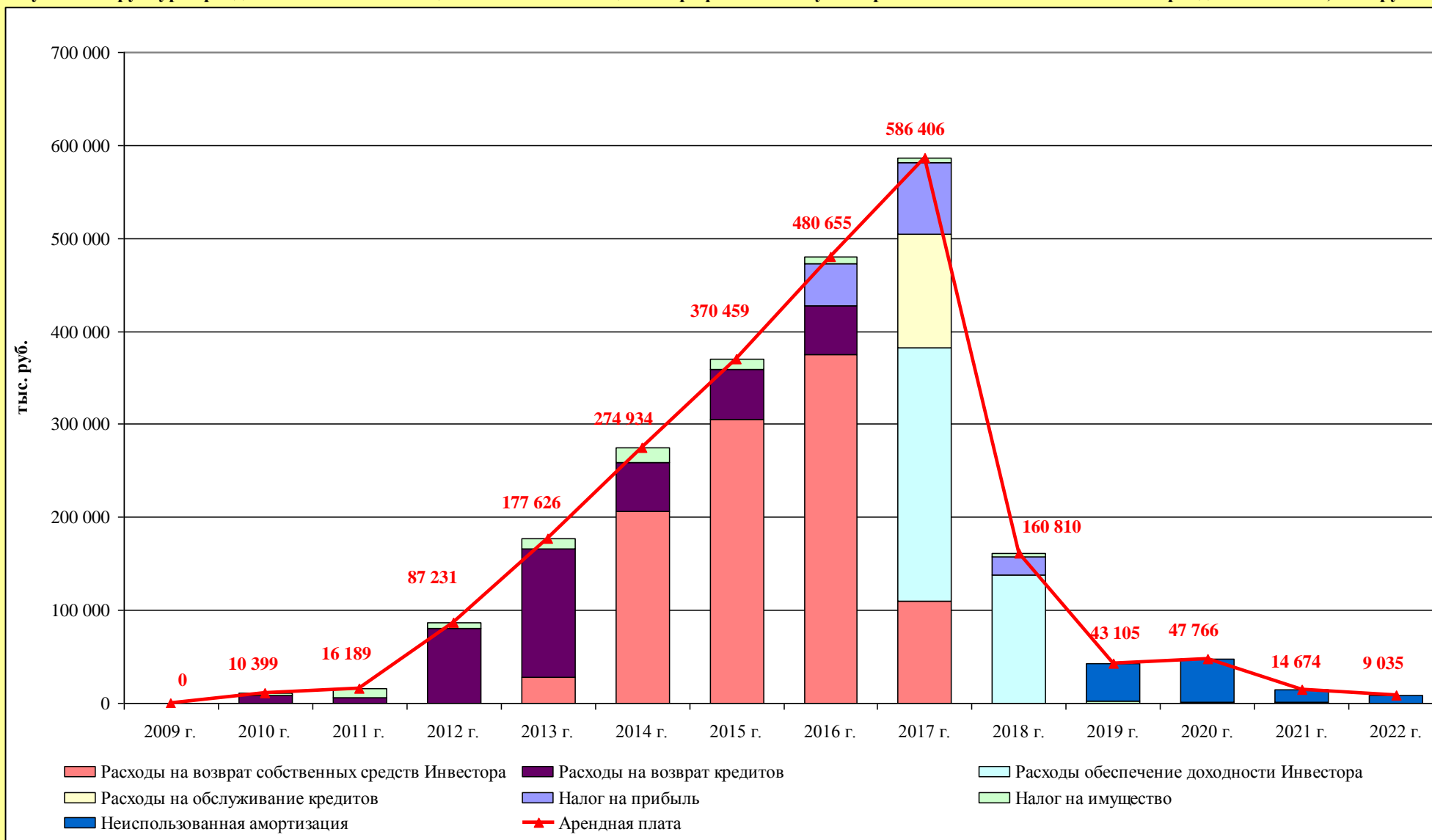
Таблица 32 Расчет необходимой Арендной платы (с инвестиционной составляющей) в тарифе на услуги теплоснабжения, оказываемые ОАО "Тепловые сети" в 2013-2022 гг. (без НДС)

№	Наименование	Ед. изм.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого
Расходы, связанные с реализацией Инвестиционной программы																	
1.	Объем финансирования ИП (Инвест.затраты+ обслуживание привлеченных инвестиционных ресурсов)	тыс. руб.	20 061	117 260	144 692	140 521	223 000	372 320	440 300	458 421	15 148	0	0	0	0	0	1 931 724
1.1.	График возврата Инвестором привлеченных кредитов	тыс. руб.	0	55 564	72 445	38 682	67 633	52 968	52 968	52 961	0	0	0	0	0	0	393 220
1.2.	График возврата собственных средств Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	27 719	206 189	305 867	374 695	109 959	0	0	0	0	0	1 024 430
1.3.	График обслуживания Инвестором кредитов	тыс. руб.	387	19 780	11 069	28 998	26 473	18 754	11 603	4 460	0	0	0	0	0	0	121 524
	не облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	387	18 701	11 069	28 998	16 763	11 461	6 855	2 544	0	0	0	0	0	0	96 777
	облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	1 079	0	0	9 710	7 293	4 749	1 916	0	0	0	0	0	0	24 747
1.4.	Начисление доходности на собственные средства Инвестора	тыс. руб.	19 674	41 917	61 179	72 841	77 056	69 333	44 137	20 704	3 681	0	0	0	0	0	410 520
2.	Начисление налога на прибыль при финансировании ИП из прибыли		0	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168	19 401	0	0	0	0	141 811
3.	Начисление налога на имущество по объектам инвестирования*	тыс. руб.	0	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	0	0	0	0	73 204*
4.	ИТОГО финансовые потребности ИП (включая налог на имущество), подлежащие возмещению через тарифные источники (п.1.+п.2.+п.3)		20 061	119 295	154 531	147 024	209 906	363 020	426 200	505 819	196 012	22 841	0	0	0	0	2 164 710
Источники финансирования расходов, связанных с реализацией Инвестиционной программы																	
5.	Амортизация по объектам инвестирования всего (п.5.1+п.5.2)*	тыс. руб.	0	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	40 756	46 221	13 890	8 500	1 395 038
5.1.	Амортизационные отчисления, направляемые на финансирование ИП, в т.ч.	тыс. руб.	0	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	0	0	0	0	1 285 671
	- на возврат тела кредита	тыс. руб.	0	8 364	6 351	80 728	138 881	52 968	52 968	52 961	0	0	0	0	0	0	393 220
	- на возврат собственных средств Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	27 719	206 189	305 867	193 725	98 584	0	0	0	0	0	832 085
	- на обслуживание кредита	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- на выплату доходности на собственные средства Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60 366	0	0	0	0	60 366
5.2.	Неиспользованные амортизационные отчисления	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 756	46 221	13 890	8 500	109 367

№	Наименование	Ед. изм.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Итого
6.	Расходы из прибыли Инвестора, в т.ч.:	тыс. руб.															
6.1.	- на возврат тела кредита	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.2.	- на возврат собственных средств Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	180 970	11 375	0	0	0	0	0	192 345
6.3.	- на обслуживание кредита	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	121 524	0	0	0	0	0	121 524
	не облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	96 777	0	0	0	0	0	96 777
	облагается налогом на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	24 747	0	0	0	0	0	24 747
6.4.	- на выплату доходности на собственные средства Инвестора	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	272 551	77 603	0	0	0	0	350 154
	База по налогу на прибыль, возникающему из-за финансирования ИП из прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	226 213	385 841	97 004	0	0	0	0	
6.5.	- налог на прибыль при финансировании ИП из прибыли	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168	19 401	0	0	0	0	141 811
6.6.	Итого расходы из прибыли Инвестора на финансирование ИП (п.6.1.+п.6.2.+п.6.3.+п.6.4.+п.6.5.)	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	226 213	482 618	97 004	0	0	0	0	805 835
7.	Расходы на выплату налога на имущество по объектам инвестирования	тыс. руб.	0	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	2 349	1 545	784	535	78 418
8.	График арендных платежей по объектам инвестирования, подлежащих включению в тариф (п. 5+ п.6.6. + п.7)	тыс. руб.	0	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	43 105	47 766	14 674	9 035	2 279 290
8.1.	- в т.ч. арендная плата на финансирование ИП	тыс. руб.	0	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	0	0	0	0	2 164 710
9.	Отклонение графика арендных платежей по объектам инвестирования, подлежащих включению в тариф от ежегодных финансовых потребностей по ИП (п.8-п.4.)	тыс. руб.	-20 061	-108 896	-138 342	-59 793	-32 280	-88 087	-55 741	-25 164	390 394	137 969	43 105	47 766	14 674	9 035	114 580
	<i>нарастающим итогом</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>-20 061</i>	<i>-128 957</i>	<i>-267 299</i>	<i>-327 092</i>	<i>-359 372</i>	<i>-447 459</i>	<i>-503 199</i>	<i>-528 363</i>	<i>-137 969</i>	<i>0</i>	<i>43 105</i>	<i>90 871</i>	<i>105 545</i>	<i>114 580</i>	

* - амортизация и налог на имущество по объектам инвестирования начисляются до 2024 г. включительно. В таблице выше налог на имущество учитывается в качестве финансовых потребностей ИП только за период до возврата всех финансовых потребностей ИП – до 2018 г.

Рисунок 8 Структура арендной платы с инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию ОАО "Тепловые сети" в период 2010-2022 гг., тыс. руб.



В случае изменения условий реализации инвестиционной программы или по результатам мониторинга целевого использования привлеченных инвестиционных ресурсов в соответствии с действующим законодательством возможны корректировки величины арендной платы с инвестиционной составляющей, подлежащей включению в тариф на тепловую энергию, в рамках ежегодного пересмотра и установления цен (тарифов) органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования.

13.3.3. Прогноз тарифов на теплоэнергию на срок реализации инвестиционной программы

Показатели инфляции и индексы цен по отдельным видам экономической деятельности учитываются при прогнозировании тарифов на тепловую энергию.

Для измерения уровня инфляции и изучения ее динамики используется система индексов цен, характеризующих изменение уровня цен в различных сферах деятельности. Наиболее распространенные индексы:

1. индекс потребительских цен (ИПЦ) – относительный показатель, характеризующий изменение во времени общего уровня цен на товары и услуги, приобретаемые населением для непроизводственного потребления. Он измеряет отношение стоимости фиксированного набора товаров и услуг в ценах текущего периода к его стоимости в ценах предыдущего (базисного) периода. Индекс потребительских цен, который часто называют инфляцией, широко используется при индексации заработной платы, трансфертных платежей за счет государственных источников и многих других выплат. Индекс потребительских цен за период декабрь к декабрю предыдущего года в прогнозе является основным целевым показателем инфляции;
2. индекс-дефлятор – индекс цен, характеризующий средневзвешенное изменение цен всех произведенных товаров и услуг, как для внутреннего потребления, так и на экспорт.
3. индексы-дефляторы по отдельным видам экономической деятельности используются для расчета стоимостных и финансовых показателей на прогнозируемый период, прогноза номинального ВВП (ВРП).

Экспертный прогноз эксплуатационных затрат на период 2013-2022 гг. выполнен с учетом следующих документов:

- Сценарные условия для формирования вариантов прогноза социально-экономического развития в 2013-2015 годах (опубликовано на сайте Минэкономразвития 11.05.2012 г.);
- Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г. (опубликовано на сайте Минэкономразвития 28.04.2012 г.).

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации на основе общероссийских сценарных условий разрабатывают региональные прогнозные сценарии, определяющие стратегию развития на соответствующий период, исходя из необходимости решения существующих проблем и имеющихся ресурсов.

При рассматриваемом сроке реализации инвестиционной программы 2013-2022 гг. горизонтом планирования тарифов для расчета показателей эффективности инвестиций принят 2030 г.

Таблица 33 Индексы-дефляторы для прогнозного роста расходов по статьям эксплуатационных затрат на производство и транспорт тепловой энергии

№	Статья затрат	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,05	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
2	Топливо																		
2.1.	Газ	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,146	1,15	1,149	1,067	1,065	1,061	1,062	1,045	1,054	1,051	1,056	1,05
2.2.	Мазут	0,929	1,079	1,043	1,083	1,086	1,060	1,065	1,041	1,066	1,059	1,067	1,061	1,053	1,045	1,053	1,051	1,057	1,042
2.3.	Диз. топливо (в темпе дефляторов по строке «Производство нефтепродуктов»)	0,901	1,088	1,043	1,080	1,080	1,080	1,059	1,055	1,055	1,053	1,046	1,044	1,035	1,028	1,028	1,026	1,024	1,023
2.4.	Уголь энергетический	1,023	1,051	1,048	1,069	1,070	1,058	1,058	1,045	1,057	1,049	1,046	1,045	1,045	1,036	1,041	1,040	1,043	1,038
3	Электроэнергия	1,127	1,12	1,125	1,115	1,072	1,048	1,055	1,032	1,058	1,05	1,049	1,048	1,051	1,034	1,046	1,045	1,051	1,045
4	Вода, стоки (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
5	Материалы (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
6	Фонд оплаты труда персонала (ФОТ) (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
7	Прочие расходы (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
8	Ремонт (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033
9	Цеховые расходы (в темпе ИПЦ)	1,062	1,052	1,049	1,050	1,049	1,045	1,044	1,041	1,043	1,041	1,039	1,037	1,037	1,032	1,033	1,032	1,033	1,033

Таблица 34 Расчет прогнозных экономически обоснованных тарифов на теплоэнергию, отпускаемую ОАО "Тепловые сети" в 2012-2022 гг. (без НДС)

Наименование	Ед. изм.	Утверждено рег. органом			Экспертная оценка												
		2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		01.01	01.07	01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01
Основные балансовые показатели																	
Выработка т/энергии	Гкал	669 835			607 383		597 064		623 231		647 509	649 669	651 344	653 777	655 537	657 306	659 080
Расход т/э на собственные нужды	Гкал	19 157			14 434		13 020		13 725		14 461	14 505	14 542	14 590	14 628	14 667	14 707
	%	2,86%			2,38%		2,18%		2,20%		2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Покупка т/э	Гкал	1 101			1 302		1 345		1 402		1 468	1 468	1 468	1 468	1 468	1 468	1 468
Отпуск т/энергии в сеть	Гкал	651 778			594 251		585 389		610 909		634 516	636 632	638 270	640 655	642 377	644 107	645 841
Потери т/э	Гкал	79 669			58 735		46 073		46 715		48 585	48 742	48 865	49 042	49 172	49 304	49 437
	%	12,22%			9,88%		7,87%		7,65%		7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%
Полезный отпуск (объем товарной теплоэнергии)	Гкал	572 109			535 516		539 316		564 194		585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404
		330 662	204 854	333 008	206 308	348 369	215 824										
Расход топлива	тут	107 161			96 592		93 082		96 903		100 647	100 980	101 239	101 614	101 885	102 160	102 436
<i>удельный расход топлива</i>	<i>кг/Гкал</i>	<i>160,05</i>			<i>159,03</i>		<i>155,90</i>		<i>155,48</i>		<i>155,44</i>	<i>155,43</i>	<i>155,43</i>	<i>155,43</i>	<i>155,42</i>	<i>155,42</i>	<i>155,42</i>
Расход газа	т м3	86 743			79 966		78 139		81 868		85 112	85 355	85 545	85 814	86 011	86 243	86 475
Расход мазута	тнт	3 738			2 596		2 085		2 111		2 137	2 174	2 202	2 248	2 280	2 287	2 293
Расход ДТ	тнт	1 142			240		240		240		240	243	245	249	250	251	252
Расход щепы	м3	4 420			4 279		1 711		0		0	0	0	0	0	0	0
Расход угля	тнт	0			131		131		131		131	131	131	131	131	131	131
Расход воды, всего	тыс.м3	2 137			2 159		2 073		2 145		2 215	2 220	2 224	2 229	2 233	2 239	2 245
<i>удельный расход воды</i>	<i>куб.м/Гкал</i>	<i>3,74</i>			<i>3,56</i>		<i>3,47</i>		<i>3,44</i>		<i>3,42</i>	<i>3,42</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>	<i>3,41</i>
Расход электроэнергии, всего	тыс. кВтч	22 035			14 014		13 436		14 048		14 673	14 724	14 765	14 823	14 866	14 906	14 946
<i>удельный расход э/э</i>	<i>кВтч/Гкал</i>	<i>32,90</i>			<i>23,07</i>		<i>22,50</i>		<i>22,54</i>		<i>22,66</i>	<i>22,66</i>	<i>22,67</i>	<i>22,67</i>	<i>22,68</i>	<i>22,68</i>	<i>22,68</i>
Расчет тарифа на услуги теплоснабжения																	
Материалы	тыс. руб.	2 942			2 833		2 930		3 208		3 500	3 683	3 859	4 044	4 221	4 415	4 608
Топливо	тыс. руб.	368 788			359 563		392 929		468 531		556 764	640 257	734 885	842 028	966 085	1 108 810	1 185 826
цена газа	руб./тыс. м3	3 578,52			4 019		4 627		5 319		6 116	7 034	8 089	9 270	10 661	12 249	13 070
		3 801	4 372	4 374	5 030	5 030	5 784										
цена мазута	руб./тнт	9 548,97			11 079		11 959		12 468		13 501	14 661	15 540	16 554	17 227	18 360	19 451
цена ДТ	руб./тнт	17 019,21			22 910		24 926		25 998		28 070	30 317	32 731	34 665	36 557	38 550	40 605
цена щепы	руб./м3	736,29			807		0		0		0	0	0	0	0	0	0
цена угля	руб./тнт	3 749			3 940		4 127		4 412		4 720	4 994	5 284	5 522	5 836	6 122	6 122
Электроэнергия	тыс. руб.	85 752			54 034		58 022		68 248		79 482	85 501	89 853	95 166	98 497	104 491	110 011
тариф на э/э	руб./кВтч	3,89			3,86		4,32		4,86		5,42	5,81	6,09	6,42	6,63	7,01	7,36
Водопотребление	тыс. руб.	49 505			47 666		48 153		52 244		56 668	59 569	62 356	65 249	68 045	71 163	74 280
тариф на воду	руб./м3	23,96			22,08		23,22		24,36		25,58	26,83	28,04	29,27	30,47	31,78	33,09

Наименование	Ед. изм.	Утверждено рег. органом		Экспертная оценка												
		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		01.01	01.07	01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01
Амортизация оборудования (не объекты инвестирования)	тыс. руб.	2 518		3 118		3 118		3 118		3 118	3 118	3 118	3 118	3 118	3 118	3 118
Аренда оборудования, в т.ч.	тыс. руб.	98 328		185 830		277 835		372 660		482 856	588 606	163 011	45 305	49 966	16 875	11 235
<i>- аренда по объектам инвестирования</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>87 231</i>		<i>177 626</i>		<i>274 934</i>		<i>370 459</i>		<i>480 655</i>	<i>586 406</i>	<i>160 810</i>	<i>43 105</i>	<i>47 766</i>	<i>14 674</i>	<i>9 035</i>
<i>- аренда по прочим объектам</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>11 097</i>		<i>8 204</i>		<i>2 901</i>		<i>2 200</i>		<i>2 200</i>	<i>2 200</i>	<i>2 200</i>	<i>2 200</i>	<i>2 200</i>	<i>2 200</i>	<i>2 200</i>
Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	40 555		30 246		17 139		17 092		17 947	18 826	19 673	20 539	21 381	22 300	23 215
<i>численность ППП</i>	<i>чел</i>	<i>133</i>		<i>104</i>		<i>56</i>		<i>53</i>		<i>53</i>	<i>53</i>	<i>53</i>	<i>53</i>	<i>53</i>	<i>53</i>	<i>53</i>
<i>средняя з/п</i>	<i>руб/чел в мес</i>	<i>25 410</i>		<i>24 353</i>		<i>25 619</i>		<i>26 874</i>		<i>28 218</i>	<i>29 601</i>	<i>30 933</i>	<i>32 294</i>	<i>33 618</i>	<i>35 063</i>	<i>36 501</i>
Отчисление на соц. страхование (30,2% от ФЗП)	тыс. руб.	13 870		9 134		5 176		5 162		5 420	5 685	5 941	6 203	6 457	6 735	7 011
Прочие прямые	тыс. руб.	6 368		6 763		7 115		7 463		7 837	8 221	8 591	8 968	9 336	9 738	10 137
Ремонт и техническое обслуживание	тыс. руб.	3 212		11 111		22 332		25 219		26 480	31 422	34 740	38 237	39 805	41 516	43 218
Цеховые расходы	тыс. руб.	57 729		43 038		45 276		47 495		49 869	52 313	54 667	57 073	59 412	61 967	64 508
Покупка теплоэнергии	тыс. руб.	856		1 128		1 282		1 477		1 719	1 915	2 128	2 368	2 627	2 923	3 192
Цеховая себестоимость всей отпускаемой т/э	тыс. руб.	730 423		754 464		881 307		1 071 917		1 291 659	1 499 117	1 182 822	1 188 299	1 328 950	1 454 050	1 540 359
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	45 833		55 496		58 382		61 242		64 305	67 456	70 491	73 593	76 610	79 904	83 180
Итого производственная себестоимость т/э	тыс. руб.	776 256		809 960		939 689		1 133 159		1 355 964	1 566 573	1 253 313	1 261 892	1 405 560	1 533 955	1 623 540
<i>Удельная себестоимость т/э</i>	<i>руб./м3</i>	<i>1 356,83</i>		<i>1 512,49</i>		<i>1 742,37</i>		<i>2 008,46</i>		<i>2 314,20</i>	<i>2 664,74</i>	<i>2 126,40</i>	<i>2 132,97</i>	<i>2 369,43</i>	<i>2 578,93</i>	<i>2 722,22</i>
Балансовая прибыль по выполнению производственной программы (с налогом на прибыль)	тыс. руб.	15 525		16 488		17 345		18 195		19 105	20 041	81 465	82 023	91 361	99 707	105 530
Рентабельность	%	2,00%		2,04%		1,85%		1,61%		1,41%	1,28%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%
Необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	791 781		826 448		957 034		1 151 354		1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662	1 729 070
Среднеотпускной тариф (с инвестсоставляющей)		1 383,97		1 543,27		1 774,53		2 040,71		2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
Прогнозный индекс роста		1,04		1,12		1,15		1,15		1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06

Таблица 35 Прогноз уровня тарифа на тепловую энергию с арендной платой (с инвестиционной составляющей) на период 2012-2022 гг. (без НДС)

Наименование	Ед. изм.	Утверждено регулирующим органом			Экспертная оценка												
		2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		с 01.01	с 01.07	с 01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01
Объем товарной теплоэнергии	Гкал	572 109			535 516		539 316		564 194		585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404
					330 662	204 854	333 008	206 308	348 369	215 824							
Среднегодовой тариф ОАО "Тепловые сети" на услуги теплоснабжения, (без арендной платы по объектам инвестирования)	руб./Гкал	1 231,50			1 211,58		1 264,75		1 384,09		1 526,48	1 701,35	1 991,78	2 198,75	2 442,92	2 721,89	2 884,01
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему году</i>		0,94			0,98		1,04		1,09		1,10	1,11	1,17	1,10	1,11	1,11	1,06
Среднегодовая арендная плата по объектам инвестирования	руб./Гкал	152,47			331,69		509,78		656,62		820,33	997,48	272,83	72,86	80,52	24,67	15,15
Устанавливаемый тариф с арендной платой по объектам инвестирования	руб./Гкал	1 334,86	1 414,95	1 459,66	1 459,66	1 678,24	1 678,24	1 929,96	1 929,96	2 219,46	2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему периоду таблицы</i>		1,00	1,06	1,03	1,00	1,15	1,00	1,15	1,00	1,15	1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06
Расчетный среднегодовой тариф с арендной платой по объектам инвестирования	руб./Гкал	1 383,97			1 543,27		1 774,53		2 040,71		2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему году</i>		1,04			1,12		1,15		1,15		1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06

Рисунок 9 Прогноз роста среднегодового тарифа на тепловую энергию ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе ЛО, руб./Гкал

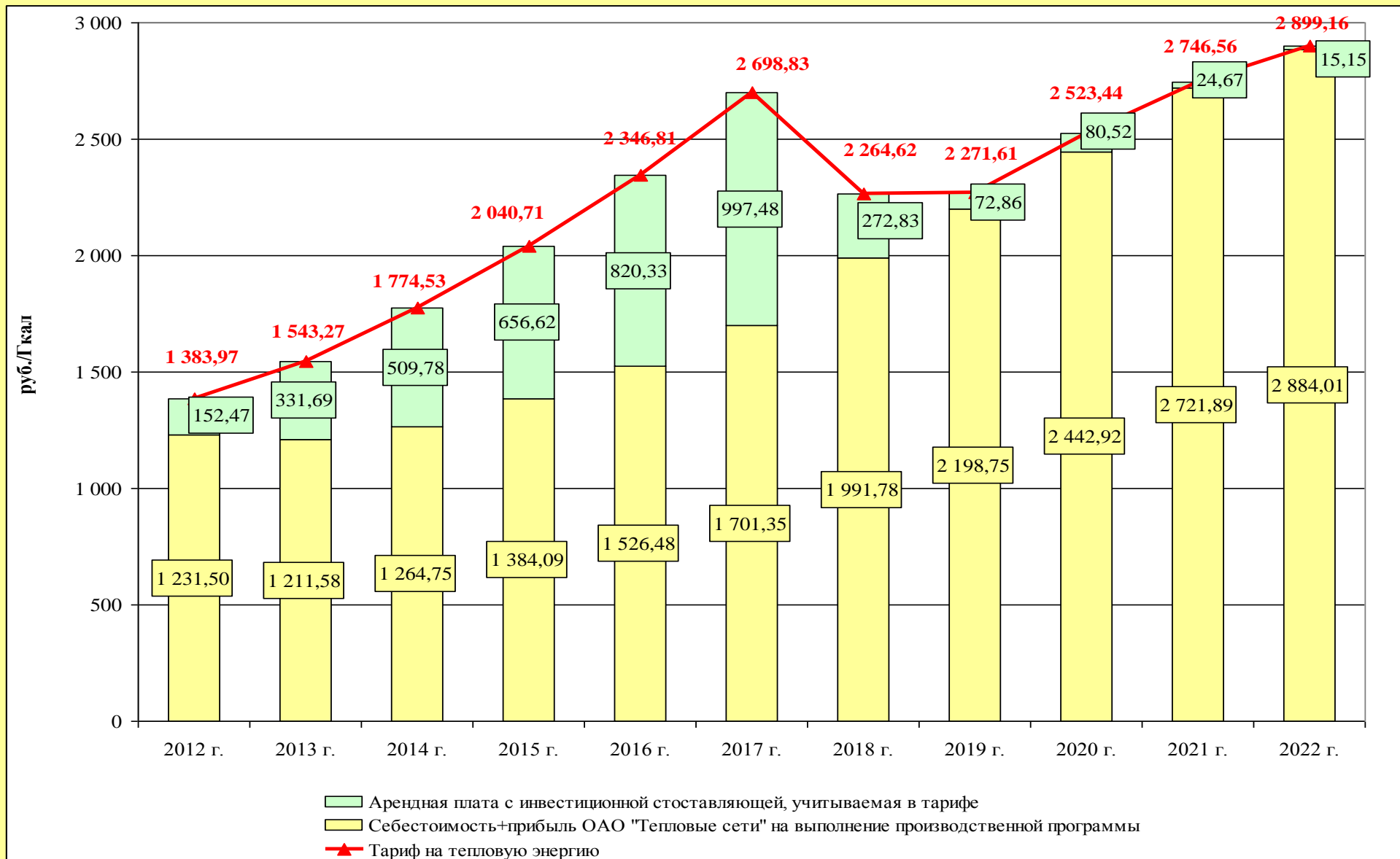
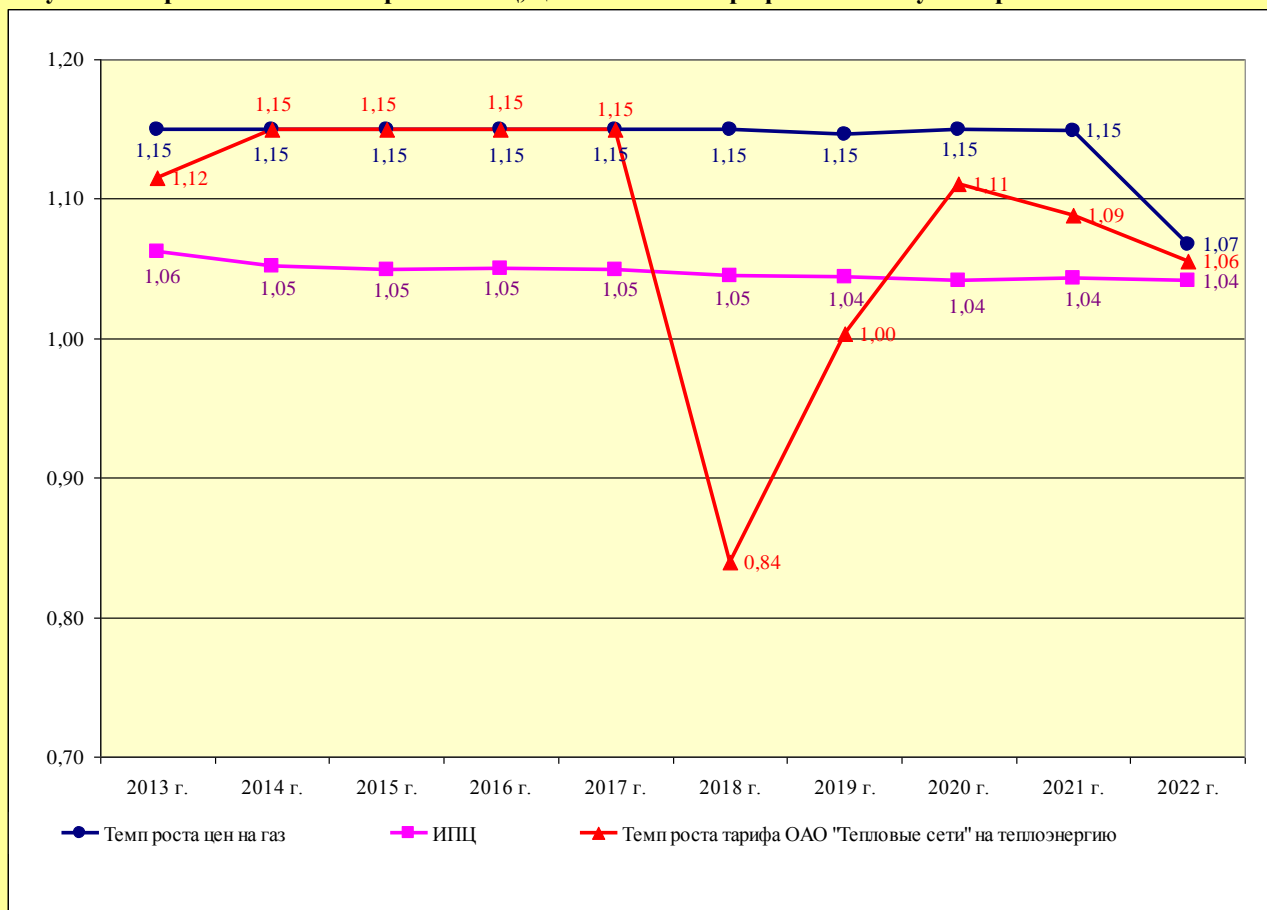


Рисунок 10 Прогнозные темпы роста ИПЦ, цены на газ и тарифа на тепловую энергию с 2013 г. по 2022 г.



По результатам экспертных оценок, прогнозные тарифы сформированы на экономически обоснованном уровне, обеспечивающем финансирование производственной и инвестиционных программ организации. Величина прибыли в тарифах экспертами рассчитана с учетом необходимости обеспечения теплоснабжающей организации средствами на финансирование обоснованных расходов (в т.ч. расходов на финансирование инвестпрограммы), предусмотренных НК РФ.

Следует отметить, что прогнозные тарифы рассчитаны на основе экспертных оценок и должны ежегодно пересматриваться регулирующим органом в соответствии с уточненным прогнозом цен на топливо, с уточненными прогнозными показателями социально-экономического развития России по данным Минэкономразвития РФ (инфляция, индексы цен и дефляторы по видам экономической деятельности и т.д.) и с учетом возможного изменения условий реализации инвестиционной программы.

При ежегодном формировании тарифов регулирующий орган согласовывает финансовый результат предыдущего периода и принимает решение о величине убытков, подлежащих учету в следующем периоде регулирования. Для этого в установленном порядке ежегодно предприятие должно представлять в регулирующий орган отчетные данные за прошедший период регулирования, ожидаемые данные по текущему периоду регулирования и материалы по обоснованию уровня себестоимости производства и реализации теплоэнергии и тарифные предложения на плановый период регулирования.

Выводы

Темп роста среднегодового тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ОАО "Тепловые сети" потребителям Тосненского муниципального района ЛО, в период 2013-2017 г. включительно прогнозируется на уровне 1,15 по отношению к предыдущему периоду регулирования, в 2018 г. ожидается снижение тарифа на величину около 16% (в связи с тем, что в 2018 г. будет завершено финансирование ИП через тарифные источники). В 2019 г. рост тарифа на теплоэнергию не ожидается поскольку к 2019 г. закончится начисление амортизации по большинству объектов инвестирования и снижение арендной платы

(состоящей в т.ч. из амортизационных отчислений) компенсирует рост эксплуатационных затрат за счет инфляции. Далее в период 2020-2022 г. прогнозируется плавный рост тарифа в соответствии с темпами инфляции и ростом цен на газ.

Таким образом, для реализации ИП по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Госненского муниципального района ЛО разработан тарифный сценарий, предусматривающий меры по тарифному сглаживанию. Тарифное сглаживание обеспечено постепенным нагружением тарифа инвестиционной составляющей, которая включается в арендную плату и обеспечивает возврат и обслуживание привлеченных инвестиций. В разработанном тарифном сценарии предусмотрено перечисление арендной платы Инвестору неравными долями, исходя из возможностей включения ее в тариф каждого периода регулирования (года).

Суммарно за период 5 лет с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования (2014 год) тарифный сценарий обеспечивает полное возмещение финансовых потребностей ИП (инвестиционные затраты + расходы на обслуживание привлеченных инвестиций + налог, возникающий из-за ввода инвестиционной составляющей в тариф + налог на имущество по объектам инвестирования до 2018 г.) за счет инвестиционной составляющей.

XIV. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Эффективность инвестиций при реализации инвестиционной программы характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Финансовая (коммерческая) эффективность программы была проанализирована в разрезе показателей, учитывающих финансовые последствия реализации программы для его непосредственных участников. При этом показатели приводятся к действующим правилам составления бухгалтерской отчетности организаций (ПБУ).

Сроком окупаемости инвестиций является отрезок времени, за который поступления средств за счет тарифов (с арендной платой) покроют затраты на инвестирование.

Для расчета срока окупаемости и показателей эффективности инвестиций был построен денежный поток программы, в основу которого легли следующие предпосылки:

- Финансовый план программы, построенный на основании данных управленческого учета.
- Все расчеты, представленные в финансовом плане программы, приведены в рублях, в текущих (прогнозных) ценах.
- Горизонт планирования, принятый для целей финансового плана, равен 18 годам (до 2030 года) с момента осуществления первых инвестиций. Интервал планирования равен 1 году.
- Расчеты построены на допущении о том, что все денежные потоки возникают в середине прогнозного года.
- Расчеты, предполагают наличие допустимых отклонений, связанных с округлением значений.

Учитывая, что реализация инвестиционной программы подвержена влиянию факторов риска, при определении ее эффективности была применена практика дисконтирования денежного потока. Ставка дисконтирования для программы была принята за 9% годовых. Ставка дисконтирования выбрана исходя из действующей на момент разработки инвестиционной программы ставки рефинансирования ЦБ (учетная ставка) 8,0% годовых и стоимости привлеченных кредитных средств.

Результаты прогнозируемой деятельности просчитаны и сведены в финансовый план инвестиционной программы, который включает в себя расчеты интегральных показателей коммерческой (финансовой) эффективности инвестиционной программы, в том числе потока денежных средств, чистой приведенной стоимости, внутренней нормы доходности, срока

окупаемости инвестиционной программы, показателей рентабельности. Кроме того, осуществлен расчет отчета о движении денежных средств, отчета о прибыли.

Результаты расчетов для тарифного сценария с включенной в тариф на тепловую энергию *арендной платой с инвестиционной составляющей*, покрывающей финансовые потребности инвестиционной программы, представлены в таблицах.

Таблица 36 Отчет о прибылях и убытках, тыс. руб.

Показатели	2010 г*	2011 г*	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	...	2030 г	Итого
I. Доходы и расходы по обычным видам деятельности													...		
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом НДС, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	10 399	16 189	791 781	826 448	957 034	1 151 354	1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662	...	2 553 886	31 692 877
Тарифная выручка	10 399	16 189	791 781	826 448	957 034	1 151 354	1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662	...	2 553 886	31 692 877
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	8 364	6 351	769 754	798 934	923 912	1 121 535	1 121 994	1 078 751	1 152 868	1 259 543	1 404 015	1 533 170	...	2 398 015	29 177 139
Валовая прибыль	2 035	9 839	22 028	27 513	33 122	29 819	253 074	507 863	181 910	84 372	92 906	100 491	...	155 871	2 515 737
II. Операционные доходы и расходы													...		
Прочие операционные расходы	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	2 349	1 545	784	...		78 726
III. Внеоперационные доходы и расходы													...		
Внеоперационные доходы													...		
Внеоперационные расходы								96 777					...		96 777
Прибыль (убыток) до налогообложения	0,0		15 525	16 488	17 345	18 195	245 317	405 882	178 469	82 023	91 361	99 707	...	155 871	2 340 234
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	0,0		3 105	3 298	3 469	3 639	49 063	81 176	35 694	16 405	18 272	19 941	...	31 174	468 047
Прибыль (убыток) от обычной деятельности, в г.ч.:	0		12 420	13 190	13 876	14 556	196 254	324 705	142 775	65 618	73 089	79 766	...	124 697	1 872 187
- расходы из прибыли после налогообложения на финансирование ИИ							180 970	308 673	77 603				...		567 246
СПРАВОЧНО: Налоги и платежи в бюджет	2 035	9 839	9 608	14 323	19 246	15 263	56 820	86 380	39 134	18 754	19 817	20 726	...	31 174	546 773

* в 2010-2011 г. отражена только Арендная плата, не установленная ЛенРТК при регулировании тарифов, но фактически выплаченная Инвестору из тарифной выручки ОАО "Тепловые сети".

Таблица 37 План денежных поступлений и выплат, тыс. руб.

Показатели	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	...	2030 г.	Итого
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ																
Денежные поступления всего, в т.ч.:		10 399	16 189	791 781	826 448	957 034	1 151 354	1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662		2 553 886	31 692 877
Поступления от реализации продукции (услуг)		10 399	16 189	791 781	826 448	957 034	1 151 354	1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662		2 553 886	31 692 877
Денежные выплаты всего, в т.ч.:		2 035	9 839	698 633	646 657	684 001	777 963	932 128	1 066 547	1 131 637	1 237 541	1 377 611	1 540 006		2 429 189	28 308 805
Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации на возврат кредитов и СС Инвестора и без налогов)		0		689 025	632 334	664 755	762 700	875 308	980 167	1 092 502	1 218 787	1 357 794	1 519 280		2 398 015	27 762 032
Прочие расходы																
Прочие налоги и платежи в бюджет		2 035	9 839	9 608	14 323	19 246	15 263	56 820	86 380	39 134	18 754	19 817	20 726		31 174	546 773
Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности		8 364	6 351	93 148	179 790	273 033	373 391	442 940	520 067	203 141	106 374	119 310	93 656		124 697	3 384 072
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ																
Поступление средств, всего																
Выплаты всего, в т.ч.:	379 541	476 095	344 340	177 033	29 723	10 919										1 417 650
Инвестиции в основные средства	379 541	476 095	344 340	177 033	29 723	10 919										1 417 650
Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-379 541	-476 095	-344 340	-177 033	-29 723	-10 919										-1 417 650
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ																
Поступление средств, всего:	379 541	476 095	344 340	177 033	29 723	10 919										1 417 650
Собственные средства Инвестора	320 219	354 061	132 476	177 033	29 723	10 919										1 024 430
Кредиты коммерческих банков, привлеченные Инвестором	59 322	122 034	211 864													393 220
Выплата средств всего, в т.ч.:		8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	427 656	504 034	137 969						1 949 694
Возврат собственных средств Инвестора					27 719	206 189	305 867	374 695	109 959							1 024 430
Уплата процентов за предоставленные Инвестору кредиты коммерческих банков									121 524							121 524
Погашение кредитов коммерческих банков		8 364	6 351	80 728	138 881	52 968	52 968	52 961								393 220
Выплата доходности на инвестированный капитал Инвестора									272 551	137 969						410 520
Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	379 541	467 731	337 990	96 304	-136 877	-248 238	-358 835	-427 656	-504 034	-137 969						-532 044
Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности				12 420	13 190	13 876	14 556	15 284	16 033	65 172	106 374	119 310	93 656		124 697	1 434 378
Начальное сальдо денежного потока					12 420	25 610	39 486	54 042	69 326	85 359	145 747	253 571	354 291		1 308 655	
Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом				12 420	25 610	39 486	54 042	69 326	85 359	145 747	253 571	354 291	453 994		1 434 529	

Таблица 38 Расчет срока окупаемости инвестиционной программы, тыс. руб.

Показатели	2009 г	2010 г	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	...	2028 г	2029 г
Денежный поток от инвестиционной деятельности	-379 541	-476 095	-344 340	-177 033	-29 723	-10 919							
Денежный поток от операционной деятельности		8 364	6 351	93 148	179 790	273 033	373 391	442 940	125 992	65 172	...	113 366	119 185
Чистый денежный поток (по соответствующему интервалу прогнозирования)	-379 541	-467 731	-337 990	-83 884	150 067	262 114	373 391	442 940	125 992	65 172	...	113 366	119 185
Чистый денежный поток (НАРАСТАЮЩИМ ИТОГОМ)	-379 541	-847 272	-1 185 261	-1 269 146	-1 119 078	-856 964	-483 573	-40 633	85 359	150 531	...	1 190 496	1 309 681
Дисконтированный чистый денежный поток (НАРАСТАЮЩИМ ИТОГОМ)	-491 516	-1 047 227	-1 415 636	-1 499 520	-1 361 844	-1 141 228	-852 901	-539 112	-457 226	-418 365	...	-20 538	7 002

Таблица «Отчет о прибылях и убытках»

- Расчет финансовых результатов и чистой прибыли от деятельности, осуществляемой в рамках реализации инвестиционной программы по реконструкции (модернизации) котельных и тепловых сетей, осуществлен в соответствии с требованиями действующего законодательства о налогообложении и бухгалтерском учете.
- К 2030 г. программа генерирует 1 872 187 тыс. рублей прибыли после налогообложения.

Таблица «План денежных поступлений и выплат»

- Расчет денежных поступлений и выплат построен прямым методом.
- Формирование прогнозного денежного потока осуществлялось на основе результирующих данных аналитической таблицы с учетом обозначенных выше условий финансирования программы.
- С учетом вышесказанного, денежный поток (нарастающим итогом) по программе сохраняется положительным на всем протяжении периода реализации программы.

Таблицы «Расчет срока окупаемости программы»

- В качестве базы для анализа эффективности инвестиционной программы принято совокупное сальдо денежных потоков от операционной и инвестиционной деятельности.
- При определении ее экономической эффективности была применена практика дисконтирования денежного потока. Ставка дисконтирования принята на уровне 9% годовых.
- Были рассчитаны следующие показатели экономической эффективности инвестиционной программы:

Таблица 39 Показатели экономической эффективности инвестиционной программы

№	Показатель	Ед.изм.	Значение
	Горизонт планирования		2030 г.
	Ставка дисконтирования	%	9,0
1	Статические показатели:		
	Прибыльность продаж (ROS)	%	5,9%
	Средняя рентабельность за весь период реализации проекта	%	6,4%
	Срок окупаемости программы без учета дисконтирования с начала реализации программы (с момента осуществления инвестиций –03.2009 г.)	лет	8,1
	Срок окупаемости программы без учета дисконтирования (с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования – 08.2014 г.)	лет	2,0
2	Дисконтные показатели:		
	Чистый дисконтированный доход (NPV) ¹	тыс. руб.	33 437
	Внутренняя норма доходности (IRR) ² *	%	12,4%
	Индекс доходности инвестиций (PI)		1,024
	Срок окупаемости программы с учетом дисконтирования с начала реализации программы (с момента осуществления инвестиций –03.2009 г.)	лет	20,5
	Срок окупаемости программы с учетом дисконтирования (с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования 08.2014 г.)	лет	14,4

Общий объем инвестиций составил – 1 417 650 тыс. рублей (без НДС).

Окончание периода окупаемости инвестиций, в соответствии с проведенными расчетами, произойдет в 2017 году, то есть расчетный период окупаемости составит 2,0 года с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования или 8,1 года от момента начала осуществления инвестиций. С учетом дисконтирования указанные показатели составляют величину 14,4 и 20,5 лет соответственно.

¹ Чистый дисконтированный доход (NPV) – показатель, применяемый в рамках теории «Временной стоимости денег». Представляет собой сумму денежных потоков за период реализации программы, скорректированный на степень риска, присущий данной программе, и инфляционные ожидания.

² Внутренняя норма доходности (IRR) – представляет собой минимальную норму доходности программы, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю, то есть программа полностью окупается в пределах заданного горизонта планирования.

Экономический смысл чистой текущей стоимости можно представить как результат, получаемый немедленно после принятия решения об осуществлении данной программы - так как при ее расчете исключается воздействие фактора времени. Положительное значение NPV считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств в программу, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

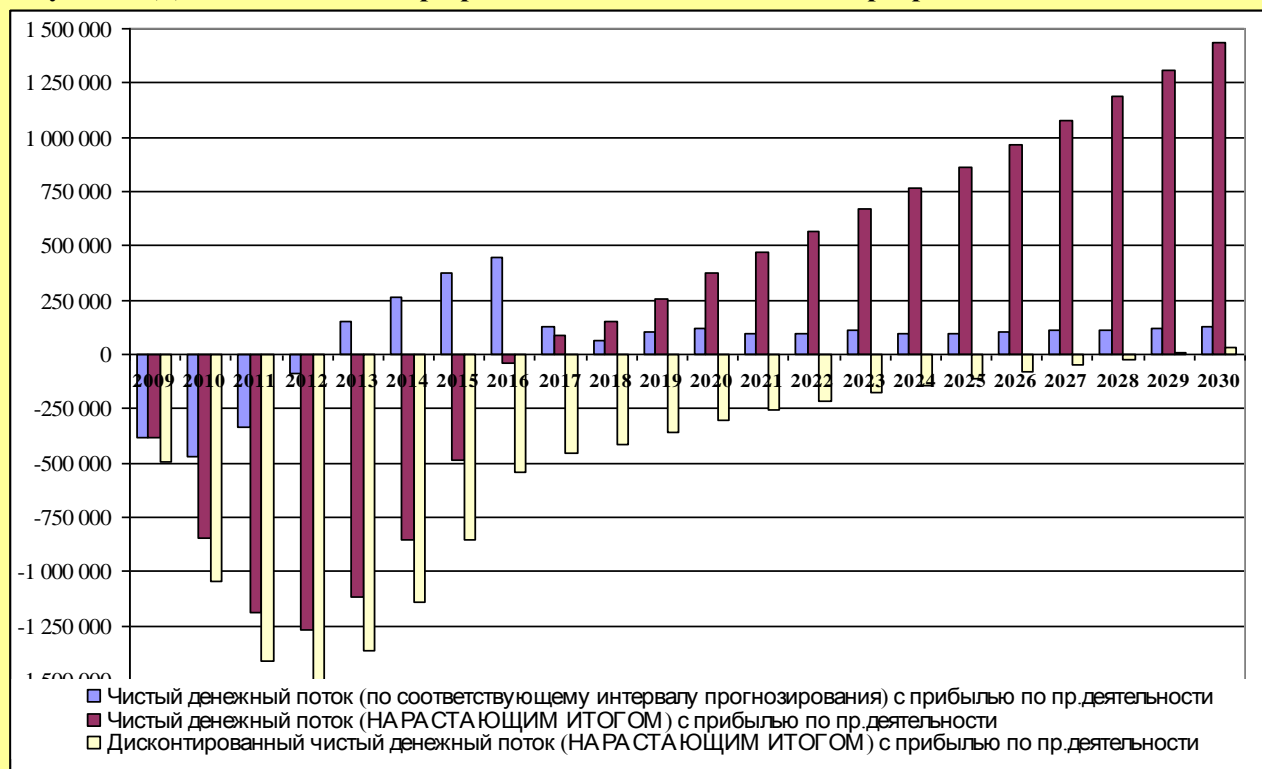
Проведенные на основании базовой модели расчеты потоков наличности и NPV по инвестиционной программе показывают чистую приведенную стоимость всей программы 45 963 тыс. рублей, что говорит об инвестиционной привлекательности программы, внутренняя норма дохода программы (IRR) составляет 12,4%.

Значение IRR может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестиционной активности и с учетом инвестиционного риска данной программы, последний может быть рекомендован к осуществлению.

Прибыльность продаж (ROS) характеризует эффективность текущих операций. Прибыльность продаж не имеет непосредственного отношения к оценке эффективности инвестиций, однако является весьма полезным измерителем конкурентоспособности продукции.

Индекс доходности инвестиций (PI) тесно связан с показателем чистой современной ценности инвестиций, но, в отличие от последнего, позволяет определить не абсолютную, а относительную характеристику эффективности инвестиций. Показатель PI наиболее целесообразно использовать для ранжирования имеющихся вариантов вложения средств в условиях ограниченного объема инвестиционных ресурсов.

Рисунок 11 Денежные потоки при реализации инвестиционной программы



Учитывая выявленные показатели коммерческой (финансовой) эффективности инвестиционной программы, программа является привлекательной, потенциальный экономический эффект перекрывает специфические риски.

XV. УСЛОВИЯ ПОСТАВОК ТЕПЛОЭНЕРГИИ В ТОСНЕНСКОМ МУНИЦИПАЛЬНОМ РАЙОНЕ. ПОКАЗАТЕЛИ УРОВНЯ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ.

В следующих таблицах представлены сведения по условиям поставок теплоэнергии и сведения об уровне жизни населения и собираемости платежей в Тосненском муниципальном районе в 2011 – 2012 гг. по данным администраций поселений муниципального района.

Таблица 40 Сведения по условиям поставок теплоэнергии в Тосненском муниципальном районе в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» в 2011-2012 гг. (без НДС)

№	Наименование	2011 г. факт				2012 г. (план)																	
		отопление		ГВС		с 01.01.12 по 30.06.12		с 01.07.12 по 31.08.12		с 01.09.12 по 31.12.12													
		отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС	отопление	ГВС												
1.	Ставки оплаты т/э, установленные на территории Тосненского муниципального района (без НДС)																						
	Дома постройки до 1945 года	27,63	руб/м2 в мес.	96,11	350,80	руб./м3 в мес.	руб./чел. в мес.	27,63	руб/м2 в мес.	96,11	350,80	руб./м3 в мес.	руб./чел. в мес.	29,29	руб/м2 в мес.	101,88	371,85	руб./м3 в мес.	руб./чел. в мес.	30,21	руб/м2 в мес.	105,10	383,60
	Дома постройки 1946 - 1970 годов	23,09	руб/м2 в мес.					23,09	руб/м2 в мес.					24,48	руб/м2 в мес.					25,25	руб/м2 в мес.		
	Дома постройки 1971- 1999 годов	22,16	руб/м2 в мес.					22,16	руб/м2 в мес.					23,49	руб/м2 в мес.					24,23	руб/м2 в мес.		
	Дома постройки после 1999 года	13,22	руб/м2 в мес.					13,22	руб/м2 в мес.					14,01	руб/м2 в мес.					14,45	руб/м2 в мес.		
2.	Нормативы потребления т/э, уст. на территории Тосненского муниципального района, для расчета платежей при отсутствии приборов учета																						
	Дома постройки до 1945 года	0,0207	Гкал/м2 в мес.	3,65 м3/чел. в мес.				0,0207	Гкал/м2 в мес.	3,65 м3/чел. в мес.				0,0207	Гкал/м2 в мес.	3,65 м3/чел. в мес.				0,0207	Гкал/м2 в мес.	3,65 м3/чел. в мес.	
	Дома постройки 1946 - 1970 годов	0,0173	Гкал/м2 в мес.					0,0173	Гкал/м2 в мес.					0,0173	Гкал/м2 в мес.					0,0173	Гкал/м2 в мес.		
	Дома постройки 1971- 1999 годов	0,0166	Гкал/м2 в мес.					0,0166	Гкал/м2 в мес.					0,0166	Гкал/м2 в мес.					0,0166	Гкал/м2 в мес.		
	Дома постройки после 1999 года	0,0099	Гкал/м2 в мес.					0,0099	Гкал/м2 в мес.					0,0099	Гкал/м2 в мес.					0,0099	Гкал/м2 в мес.		

Далее в таблице представлены данные Администраций поселений Тосненского муниципального района о структуре коммунального платежа населения при социальной норме площади жилого помещения в размере 18 м² общей площади жилого помещения на каждого члена семьи из трех человек, проживающей в доме постройки 1971-1999 гг. (в Нурминском и Шапкинском СП - 1946-1970 гг.).

Таблица 43 Структура суммарной стоимости жилья и коммунальных услуг (без НДС) в поселениях Тосненского муниципального района в 2011-2012 гг.

Структура коммунального платежа	2011 г. (факт)		2012 г. (план)					
			с 01.01.12 по 30.06.12		с 01.07.12 по 31.08.12		с 01.09.12 по 31.12.12	
	руб./м ² в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м ² в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м ² в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м ² в мес.	руб./чел. в мес.
без НДС		без НДС		без НДС		без НДС		
Тосненское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	18,62	335,14	18,62	335,14	20,77	373,88	20,77	373,88
отопление (дома постройки 1971- 1999 гг.)	22,16	398,85	22,16	398,85	23,49	422,79	24,23	436,15
горячее водоснабжение (жилье дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные ваннами от 1500 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками)	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,31	383,60
холодное водоснабжение (жилье дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные ваннами от 1500 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками)	5,56	100,16	5,56	100,16	5,90	106,17	6,21	111,86
водоотведение (жилье дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные ваннами от 1500 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками)	11,82	212,68	11,82	212,68	12,52	225,45	13,19	237,39
электроснабжение (население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными газовыми плитами)**	9,27	166,81	9,23	166,17	9,80	176,47	9,80	176,47
газоснабжение в домах, с централизованным горячим водоснабжением	2,43	43,72	2,48	44,69	2,78	49,98	2,78	49,98
Итого коммунальный платеж	95,89	1 725,98	91,08	1 639,52	96,00	1 728,01	97,95	1 763,15
Никольское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	20,30	365,34	20,30	365,34	20,30	365,34	20,30	365,34
отопление	22,16	398,85	22,16	398,85	23,49	422,79	24,24	436,32
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,32	383,75
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18	5,90	106,19	6,22	111,93
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70	12,53	225,46	13,20	237,64
электроснабжение**	9,27	166,81	9,23	166,17	9,80	176,47	9,80	176,47
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69	2,78	49,98	2,78	49,98
Итого коммунальный платеж	91,02	1 638,41	91,04	1 638,74	95,45	1 718,08	97,86	1 761,44
Любанское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	17,16	308,90	17,16	308,90	17,85	321,25	17,85	321,25
отопление	22,16*	398,85	22,16*	398,85	23,49*	422,79	24,23*	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80*	19,49	350,80*	20,66	371,85*	21,31	383,60*
холодное водоснабжение	6,35	114,38	6,35	114,38*	6,74	121,27*	7,10	127,83*
водоотведение	14,21	255,72	14,21	255,72*	14,69	264,39*	14,88	267,85*
электроснабжение**	9,27	166,81	9,23	166,17*	9,80	176,47*	9,80	176,47*
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69*	2,78	49,98*	2,78	49,98*
Итого коммунальный платеж	91,08	1 639,18	91,08	1 639,52	96,00	1 728,01	97,95	1 763,15
Ульяновское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	18,60	334,83	18,60	334,83	18,60	334,83	20,47	368,46
отопление	22,16	398,85	22,16	398,85	23,49	422,79	24,23	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,31	383,60
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18	5,90	106,27	6,22	111,96
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70	12,53	225,57	13,20	237,52
электроснабжение**	9,27	166,81	9,23	166,17	9,80	176,47	9,80	176,47
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69	2,77	49,92	2,77	49,92
Итого коммунальный платеж	89,33	1 607,90	89,35	1 608,22	93,76	1 687,70	98,00	1 764,08
Форносовское ГП								

Структура коммунального платежа	2011 г. (факт)		2012 г. (план)					
			с 01.01.12 по 30.06.12		с 01.07.12 по 31.08.12		с 01.09.12 по 31.12.12	
	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.
	без НДС		без НДС		без НДС		без НДС	
жилье (содержание и текущий ремонт)	16,56	298,07	16,56	298,08	19,04	342,76	19,04	342,76
отопление	22,16	398,85	23,09	415,62	22,90	412,20	24,13	434,34
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,76	20,66	371,84	21,31	383,56
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,17	5,90	106,15	6,21	111,86
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,71	11,82	212,71	11,82	212,71
электроснабжение	9,27	166,81	9,27	166,77	9,80	176,47	9,80	176,44
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,66	2,77	49,88	2,78	49,98
Итого коммунальный платеж	87,29	1 571,13	88,27	1 588,77	92,89	1 672,02	95,09	1 711,65
Красноборское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	18,49	332,85	18,49	332,85	18,49	332,85	18,49	332,85
отопление	22,16	398,85	22,16	398,85	23,47	422,39	24,23	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,84	21,31	383,60
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18	5,90	106,16	6,21	111,86
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70	12,52	225,45	13,19	237,43
электроснабжение**	9,27	166,81	9,23	166,17	9,80	176,47	9,80	176,47
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,73	2,78	50,02	2,78	50,02
Итого коммунальный платеж	89,22	1 605,91	89,24	1 606,27	93,62	1 685,17	96,02	1 728,37
Рябовское ГП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	17,99	323,85	17,99	323,82	18,78	338,03	18,78	338,03
отопление	22,16	398,85	22,16	398,85	23,49	422,82	24,19	435,42
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,28	383,01
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18	5,90	106,19	6,19	111,49
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70	12,53	225,46	13,15	236,73
электроснабжение**	9,27	166,81	9,27	166,81	9,82	176,82	9,82	176,82
газоснабжение (сжиженный газ)	5,28	95,04	5,28	95,04	8,43	151,77***	8,43	151,77***
Итого коммунальный платеж	91,57	1 648,23	91,57	1 648,23	99,61	1 792,94	101,85	1 833,28
Федоровское СП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	19,04*	342,76	19,04*	342,76	нет данных			
отопление	22,16*	398,85	22,16*	398,85	23,49*	422,79	24,23*	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80*	19,49	350,80*	20,66	371,85*	21,31	383,60*
холодное водоснабжение	8,70	156,55*	8,70	156,55*	9,22	165,96*	9,72	174,93*
водоотведение	14,37	258,73*	14,37	258,73*	14,97	269,50*	15,32	275,79*
электроснабжение (население, проживающее в сельских населенных пунктах)**	6,51	117,22*	6,48	116,58*	6,87	123,66*	6,87	123,66*
газоснабжение	2,43	43,72*	2,48	44,69*	2,78	49,98*	2,78	49,98*
Итого коммунальный платеж	92,70	1 668,65	92,72	1 668,97	-	-	-	-
Нурминское СП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	14,40	259,17	16,56	298,07	16,56	298,07	16,56	298,07
отопление (дома постройки 1946- 1970 гг.)	23,09	415,67	23,09	415,67	24,48	440,62	25,25	454,54
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,31	383,60
холодное водоснабжение	6,09	109,63	6,09	109,63	6,20	111,58	6,32	113,71
водоотведение	8,55	153,88	8,55	153,88	8,55	153,88	8,55	153,88
электроснабжение	6,51	117,22	6,48	116,58	6,87	123,66	6,87	123,66
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69	2,78	49,98	2,78	49,98
Итого коммунальный платеж	80,56	1 450,10	82,74	1 489,32	86,09	1 549,64	87,64	1 577,44
Трубниковское СП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	13,88	249,86	13,88	249,86	13,88	249,86	13,88	249,86
отопление	22,16	398,85	22,16*	398,85	23,49*	422,79	24,23*	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80*	20,66	371,85*	21,31	383,60*
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18*	5,90	106,16*	6,21	111,86*
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70*	12,52	225,45*	13,19	237,43*
электроснабжение**	6,51	117,22	6,48	116,58*	6,87	123,66*	6,87	123,66*
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69*	2,78	49,98*	2,78	49,98*
Итого коммунальный платеж	81,85	1 473,34	81,87	1 473,66	86,10	1 549,75	88,47	1 592,54
Шапкинское СП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	10,67	192,05	10,67	192,05	нет данных			
отопление (дома постройки 1946- 1970 гг.)	23,09*	415,67	23,09*	415,67	24,48*	440,62	25,25*	454,54
горячее водоснабжение	-	-	-	-	-	-	-	-
холодное водоснабжение (жилые дома квартирного типа с использованием из уличных водоразборных колонок)	1,32	23,81*	1,32	23,81*	1,40	25,23*	1,48	26,58*

Структура коммунального платежа	2011 г. (факт)		2012 г. (план)					
			с 01.01.12 по 30.06.12		с 01.07.12 по 31.08.12		с 01.09.12 по 31.12.12	
	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.	руб./м2 в мес.	руб./чел. в мес.
	без НДС		без НДС		без НДС		без НДС	
водоотведение	-	-	-	-	-	-	-	-
электроснабжение	6,51	117,22*	6,48	116,58*	6,87	123,66*	6,87	123,66*
газоснабжение	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого коммунальный платеж	41,60	748,75	41,56	748,11	-	-	-	-
Тельмановское СП								
жилье (содержание и текущий ремонт)	21,47	386,39	21,47	386,39	21,47	386,39	21,47	386,39
отопление	22,16	398,85	22,16	398,85	23,49	422,79	24,23	436,15
горячее водоснабжение	19,49	350,80	19,49	350,80	20,66	371,85	21,31	383,60
холодное водоснабжение	5,57	100,18	5,57	100,18	5,90	106,19	6,22	111,92
водоотведение	11,82	212,70	11,82	212,70	12,53	225,47	13,19	237,42
электроснабжение**	6,51	117,22	6,51	117,22	6,91	124,35	6,91	124,35
газоснабжение	2,43	43,72	2,48	44,69	2,72	48,89	2,72	48,89
Итого коммунальный платеж	89,44	1 609,86	89,49	1 610,83	93,66	1 685,92	96,04	1 728,71

* В связи с отсутствием данных от Администраций поселений расчет ряда показателей выполнен экспертной организацией:

- с использованием данных мониторинга платы населения поселений Тосненского муниципального района за коммунальные услуги в 2011 г. с официального сайта Правительства ЛО <http://www.lenobl.ru/gov/committee/tariff/spravohna/monitoring/tosnenskij>;

- исходя из нормативов потребления коммунальных услуг (Постановления Правительства ЛО от 24.11.2010 г. №313, от 24.05.2011 г. №151, от 29.12.2007 г. №349) и установленных Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области тарифов на тепловую энергию, услуги водоснабжения и водоотведения, электроэнергию и цен на газ, установленных ФСТ РФ;

- с учетом допущения, что поставщики коммунальных услуг в поселениях в 2012 г. не изменятся.

- расчет коммунального платежа населения в Любанском ГП в 2011 г. выполнен с учетом платы за отопление и горячую воду, рассчитанной по тарифам ОАО «Тепловые сети» (оказывает услуги теплоснабжения в поселении с 24.08.2011 г.).

Расчет коммунальных платежей в Федоровском СП выполнен с учетом решения совета депутатов Федоровского СП от 07.12.2010 г. №72 «Об установлении платы за содержание и ремонт жилого помещения».

**Администрациями поселений были предоставлены данные по плате за электроснабжение населения, рассчитанные с использованием норматива потребления коммунальных услуг по электроснабжению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета электроэнергии для семьи из одного человека в 1-комн. квартире, равного 122 кВт.ч/чел./мес. (Постановление Правительства Ленинградской области от 24.05.2011 г. №151). Выполнен пересчет данных показателей для рассматриваемого варианта (одного человека из семьи из трех человек) с использованием норматива для семьи из трех человек в 2-комн. квартире, равного 76 кВт.ч/чел. в мес.

*** Администрацией Рябовского ГП были предоставлены данные по плате за газоснабжение населения емкостным сжиженным газом на II п/г 2012 г., рассчитанные с использованием норматива потребления коммунальных услуг по газоснабжению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета, равного 5 кг/чел. (Постановление Правительства Ленинградской области от 29.12.2007 г. №349). Выполнен пересчет данных показателей с

использованием нового норматива – 6,944 кг/чел. (Постановление Правительства Ленинградской области от 16.05.2012 г. №3, вступающее в силу с 1.07.2012 г.).

Рост суммарной стоимости жилья и коммунальных услуг за 2012 г. по отношению к 2011 г. составляет:

- Тосненское ГП – 10,02%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%;
- Никольское ГП – 7,51%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,39% (небольшое отклонение темпов роста стоимости услуг теплоснабжения связано с округлением показателей в расчетах Администрации поселения);
- Любанское ГП – 7,56%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения на 9,35%;
- Ульяновское ГП – 9,71%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%;
- Форносовское ГП – 8,94%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,10% (небольшое отклонение темпов роста стоимости услуг теплоснабжения связано с округлением показателей в расчетах Администрации);
- Красноборское ГП – 7,63%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%;
- Рябовское ГП – 11,23%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,17% (небольшое отклонение темпов роста стоимости услуг теплоснабжения связано с округлением показателей в расчетах Администрации поселения);
- Нурминское СП – 8,78%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%;
- Трубникоборское СП – 8,09%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%;
- Тельмановское СП – 7,38%, в том числе рост стоимости услуг теплоснабжения – 9,35%.

По Федоровскому СП и Шапкинскому СП определить суммарную стоимость жилья и коммунальных услуг за 2012 г. и темп его роста к 2011 г. не представляется возможным в связи с отсутствием данных от Администраций поселений по плате за содержание и ремонт жилого помещения. Рост стоимости услуг теплоснабжения в Федоровском и Шапкинском СП составляет 9,35%.

XVI. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ

16.1 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ НА БЮДЖЕТНЫЕ РАСХОДЫ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ЦЕЛИ ЖКХ

Суммарная нагрузка на бюджеты муниципального уровня поселений Тосненского МР по дотированию ЖКХ в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» складывается из следующих составляющих:

- расходы организаций, финансируемых из муниципального бюджета, на оплату т/э;
- расходы на компенсацию льгот населению;
- расходы на субсидии малоимущим категориям населения.

При этом наиболее дорогостоящими в коммунальном платеже населения являются платежи за услуги теплоснабжения.

Объем субвенций из бюджетов поселений Тосненского муниципального района на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» по данным администраций поселений в 2011-2012 гг. представлен в следующей таблице:

Таблица 44 Объем субвенций из муниципальных бюджетов поселений Тосненского муниципального района на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети», тыс. руб., без НДС

№ п.п.	Статьи расходов	2011 г., факт	2012 г., план
1	Тосненское ГП	455,00	-
1.1	Расходы организаций, финансируемых из муниципального бюджета, на оплату т/э (без НДС)	1 683,48	1 961,70
1.2	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э (без НДС)	455,00	Нет данных
2	Никольское ГП	Нет данных	
3	Любанское ГП	Нет данных	
4	Ульяновское ГП	Нет данных	
5	Форносовское ГП	0,00	0,00
6	Красноборское ГП	10,27	16,45
6.1	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э (без НДС)	10,27*	16,45*
7	Рябовское ГП	15,25	28,68
7.1	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э (без НДС)	15,25	28,68
8	Федоровское СП	Нет данных	
9	Нурминское СП	18,61	31,32
9.1	Расходы на компенсацию льгот населению по оплате т/э (без НДС)	18,61*	31,32*
10	Трубноборское СП	0,00	15,34
10.1	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э (без НДС)	0,00	15,34*
11	Шапкинское СП	0,00	0,00
12	Тельмановское СП	0,00	0,00

*Администрациями Красноборского, Нурминского и Трубноборского поселений были предоставлены данные по расходам из бюджета на субсидии населению по оплате жилого помещения и коммунальных услуг. Расходы на субсидии населению по оплате тепловой энергии были рассчитаны экспертами исходя из доли услуг теплоснабжения в коммунальном платеже.

При этом в случае реализации инвестиционных программ организаций в сфере теплоснабжения органами МСУ может быть выработано решение об организации мер дополнительной государственной поддержки малоимущим категориям населения путем перечисления адресных субсидий на цели частичной компенсации стоимости услуг теплоснабжения в связи с включением инвестиционной составляющей в тариф на теплоэнергию.

Расчет необходимого с 2013 г. объема субвенций из муниципальных бюджетов поселений на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» при реализации инвестиционной программы, представлен в таблице:

Таблица 45 Расчет объема субвенций из бюджетов поселений Тосненского муниципального района на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» на перспективный период, без НДС

№	Наименование	Ед. изм.	План по данным Администраций	Экспертная оценка									
				Перспективный период									
				2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	ЭОТ на тепловую энергию по экспертной оценке	руб./Гкал	1 383,97	1 543,27	1 774,53	2 040,71	2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
	<i>Прогнозный индекс роста тарифа</i>		<i>1,04</i>	<i>1,12</i>	<i>1,15</i>	<i>1,15</i>	<i>1,15</i>	<i>1,15</i>	<i>0,84</i>	<i>1,00</i>	<i>1,11</i>	<i>1,09</i>	<i>1,06</i>
2	Рост полезного отпуска т/э	%		-6,40%	0,71%	4,61%	3,85%	0,33%	0,26%	0,37%	0,27%	0,27%	0,27%
3	Объем субвенций из муниципального бюджета поселений на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети»												
3.1	Тосненское ГП	тыс. руб.	2 433,44	2 573,62	2 975,99	3 548,17	4 206,77	4 850,89	4 078,94	4 103,95	4 568,87	4 983,71	5 272,12
	Расходы организаций, финансируемых из муниципального бюджета, на оплату т/э	тыс. руб.	1 961,70	2 047,58	2 371,12	2 852,57	3 406,84	3 930,96	3 307,02	3 329,65	3 708,73	4 047,52	4 283,91
	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э	тыс. руб.	471,74*	526,04	604,87	695,60	799,94	919,93	771,92	774,30	860,14	936,19	988,21
3.2	Никольское ГП**	тыс. руб.											
3.3	Любанское ГП**	тыс. руб.											
3.4	Ульяновское ГП**	тыс. руб.											
3.5	Форносовское ГП	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.6	Красноборское ГП	тыс. руб.	16,45	18,35	21,10	24,26	27,90	32,09	26,92	27,01	30,00	32,65	34,47
	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э	тыс. руб.	16,45	18,35	21,10	24,26	27,90	32,09	26,92	27,01	30,00	32,65	34,47
3.7	Рябовское ГП	тыс. руб.	28,68	31,98	36,77	42,29	48,63	55,93	46,93	47,07	52,29	56,92	60,08
	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э	тыс. руб.	28,68	31,98	36,77	42,29	48,63	55,93	46,93	47,07	52,29	56,92	60,08
3.8	Федоровское СП**	тыс. руб.											
3.9	Нурминское СП	тыс. руб.	31,32	34,93	40,16	46,18	53,11	61,08	51,25	51,41	57,11	62,16	65,61
	Расходы на компенсацию льгот населению по оплате т/э	тыс. руб.	31,32	34,93	40,16	46,18	53,11	61,08	51,25	51,41	57,11	62,16	65,61
3.10	Трубникоборское СП	тыс. руб.	15,34	17,11	19,67	22,63	26,02	29,92	25,11	25,19	27,98	30,45	32,14
	Расходы на субсидии малоимущим категориям по оплате т/э	тыс. руб.	15,34	17,11	19,67	22,63	26,02	29,92	25,11	25,19	27,98	30,45	32,14
3.11	Шапкинское СП	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.12	Тельмановское СП	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*Администрацией Тосненского ГП не были предоставлены сведения по планируемому размеру расходов на субсидии малоимущим категориям населения по оплате т/э в зоне теплоснабжения ОАО «Тепловые сети» на 2012 г. Для расчета этого показателя использовано значение данных расходов за 2011 г.

** - По Никольскому, Любанскому, Ульяновскому и Федоровскому поселениям прогноз необходимого объема субвенций из муниципального бюджета на нужды теплоснабжения в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети» не выполнен в связи с тем, что Администрациями поселений не были предоставлены исходные данные по объему субвенций за 2011-2012 гг.

16.2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТАРИФНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ НА ДОСТУПНОСТЬ УСЛУГ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Критерием доступности услуг при реализации инвестиционных программ по реконструкции (модернизации) систем коммунальной инфраструктуры является доля расходов на оплату коммунальных услуг в бюджете семей.

Анализ доли расходов на оплату услуг теплоснабжения в бюджете семьи выполнен для семьи из трех человек с учетом действующей нормы жилья для семьи из трех и более человек, проживающей в Ленинградской области.

Число членов семьи	Норма площади
Одинокие граждане	Общая площадь – 33 м ²
Семья из двух человек	Общая площадь – 42 м ² на всю семью
Семья из трех и более человек	Общая площадь – 18 м ² на каждого члена семьи

Анализ увеличения стоимости услуг по теплоснабжению населения поселений Тосненского муниципального района при вводе в действие инвестиционных составляющих в тарифе на тепловую энергию представлен в следующей таблице.

Наименование	ед.изм.	Тосненское ГП	Никольское ГП	Любанское ГП	Нурминское СП	Шапкинское СП	Тельмановское СП (п. Войсковоро)	Ульяновское ГП	Форносовское ГП	Красноборское ГП	Рябовское ГП	Федоровское СП	Трубниковское СП
человека с НДС, в т.ч.:													
Рост стоимости услуг теплоснабжения в I п/г 2013 г.	руб/месяц	0	0	0	0	0	0	0	2***	0	2***	0	0
Среднедушевой доход в 2013 году (рост на 6,2% к 2012 г.)	руб/чел в месяц	20 791	19 019	17 444	18 099	18 099	15 136	18 099	18 099	18 099	18 099	18 099	18 099
Доля расходов на теплоснабжение в совокупном доходе семьи в I п/г 2013 года	%	4,65%	5,09%	5,55%	5,46%	2,96%	6,39%	5,34%	5,34%	5,34%	5,34%	5,34%	5,34%
Прирост доли расходов на теплоснабжение в совокупном доходе семьи	п.п.****	-0,29%	-0,32%	-0,34%	-0,34%	-0,18%	-0,40%	-0,33%	-0,32%	-0,33%	-0,32%	-0,33%	-0,33%
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию на II п/г 2013 г. с НДС, в т.ч.:	руб/Гкал	1 980,32											
- инвестиционная составляющая с НДС	руб/Гкал	305,56											
Стоимость услуг теплоснабжения на одного человека с НДС, в т.ч.:	руб/месяц	1 112	1 112	1 112	1 137	617	1 112	1 112	1 112	1 112	1 112	1 112	1 112
Рост стоимости услуг теплоснабжения во II п/г 2013 г.	руб/месяц	145	145	145	148	80	145	145	145	145	145	145	145
Среднедушевой доход в 2013 году (рост на 6,2% к 2012 г.)	руб/чел в месяц	20 791	19 019	17 444	18 099	18 099	15 136	18 099	18 099	18 099	18 099	18 099	18 099
Доля расходов на теплоснабжение в совокупном доходе семьи во II п/г 2013 года	%	5,35%	5,85%	6,38%	6,28%	3,41%	7,35%	6,14%	6,14%	6,14%	6,14%	6,14%	6,14%
Прирост доли расходов на теплоснабжение в совокупном доходе семьи	п.п.****	0,70%	0,76%	0,83%	0,82%	0,44%	0,96%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%	0,80%

* Администрацией Шапкинское поселение не было предоставлено сведений по структуре коммунального платежа. Для расчета были использованы данные мониторинга платы населения поселений Тосненского муниципального района за коммунальные услуги в 2011 г. с официального сайта Правительства ЛО <http://www.lenobl.ru/gov/committee/tariff/spravohna/monitoring/tosnenskij>. В соответствии с этими данными в поселении отсутствуют услуги для населения по горячему водоснабжению, водоотведению и газоснабжению, плата за отопление рассчитывается с использованием норматива потребления коммунальных услуг по отоплению в домах постройки 1946-1970 гг.

** По данным Администрации Нурминского СП плата за отопление для населения рассчитывается с использованием норматива потребления коммунальных услуг по отоплению в домах постройки 1946-1970 гг.

*** Данные о стоимости услуг теплоснабжения на IV кв. 2012 г. были предоставлены Администрациями поселений, а стоимость услуг теплоснабжения на I п/г 2013 г. определена по экспертной оценке исходя из нормативов теплопотребления и прогнозной отпускной цены на т/э. Небольшое отклонение стоимости услуг теплоснабжения связано с округлением показателей в расчетах Администраций.

**** п.п. – процентный пункт

Для определения доли расходов на ЖКУ, в том числе на теплоснабжение, в совокупном доходе семьи использовались данные о среднедушевом доходе населения. По поселениям Тосненского муниципального района, администрациями которых не были предоставлены сведения о среднедушевом доходе населения, расчет был произведен с использованием данных по Ленинградской области.

Средняя заработная плата в Тосненском муниципальном районе в 2011 г. составила 23 400 руб./мес., что на 0,43% меньше средней заработной платы в Ленинградской области за 2011 г. - 23 500 руб./мес.

Среднедушевой доход населения в поселениях Тосненского муниципального района на 2011 г. определен на основе данных о среднедушевом доходе в Ленинградской области в 2011 г. – 16 331 руб./мес. с учетом соотношения средней заработной платы в ЛО и Тосненском муниципальном районе (1,0043 раза) и принят к расчету в размере 16 262 руб./мес. Среднедушевой доход населения в поселениях Тосненского муниципального района на 2012 г. определен с использованием прогнозного индекса потребительских цен 2012 г. к 2011 г. – 1,048 и принят к расчету в размере 17 042 руб./мес.

Среднедушевой доход населения Никольского ГП на 2011 г. был определен на основе данных о среднедушевом доходе в Ленинградской области в 2011 г. – 16 331 руб./мес. с учетом соотношения средней заработной платы в ЛО и в Никольском ГП (23 500 руб./мес. к 24 590 руб./мес. – 0,956) и принят к расчету в размере 17 089 руб./мес. Среднедушевой доход населения Никольского ГП на 2012 г. определен с использованием прогнозного индекса потребительских цен 2012 г. к 2011 г. – 1,048 и принят к расчету в размере 17 909 руб./мес.

Среднедушевой доход населения Любанского ГП на 2011 г. был определен на основе данных о среднедушевом доходе в Ленинградской области в 2011 г. – 16 331 руб./мес. с учетом соотношения средней заработной платы в ЛО и в Любанском ГП (23 500 руб./мес. к 22 553 руб./мес. – 1,042) и принят к расчету в размере 15 673 руб./мес. Среднедушевой доход населения Любанского ГП на 2012 г. определен с использованием прогнозного индекса потребительских цен 2012 г. к 2011 г. – 104,8% и принят к расчету в размере 16 425 руб./мес.

Администрациями Тосненского, Любанского и Тельмановского поселений были предоставлены данные по среднедушевому доходу/средней заработной плате населения на 2011 и 2012 гг. Однако Администрации спрогнозировали небольшой рост среднедушевого дохода/средней заработной платы в 2012 г. (0-2,6%).

По данным Администрации ЛО, в области наблюдается устойчивая тенденция роста денежных доходов населения и заработной платы. Увеличение темпов роста среднемесячной заработной платы явилось следствием роста индекса промышленного производства. Динамичный рост заработной платы был обеспечен ростом уровня заработной платы на производственных предприятиях. Повышение заработной платы также было обусловлено внедрением трудосберегающих производственных технологий, повышением производительности труда и активной политикой Правительства Ленинградской области по своевременности и легализации выплат.

Исходя из вышесказанного, для анализа доли расходов на ЖКУ, в том числе на теплоснабжение, в совокупном доходе семьи в Тосненском, Любанском и Тельмановском поселениях на 2012 г. были использованы данные Администраций о доходах населения за 2011 г. с учетом прогнозного индекса потребительских цен 2012 г. к 2011 г. – 1,048.

В связи с реализацией инвестиционной программы и формированием тарифа на теплоэнергию с инвестиционной составляющей, в 2013 г. платеж за услуги теплоснабжения **для одного человека** в семье из трех человек с площадью жилья 18 м²/чел., проживающей в многоквартирном жилом доме, имеющем все виды благоустройства, в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети" составит:

- Тосненское, Никольское, Любанское, Ульяновское, Форносовское, Красноборское, Рябовское ГП, Тельмановское (п. Войскорово), Федоровское, Трубникоборское СП – в I п/г 2013 г. - 967 руб./мес., во II п/г 2013 г. - 1 112 руб./мес;
- Шапкинское СП – в I п/г 2013 г. - 536 руб./мес., во II п/г 2013 г. - 617 руб./мес.;
- Нурминское СП – в I п/г 2013 г. - 989 руб./мес., во II п/г 2013 г. - 1 137 руб./мес.

Доля расходов на теплоснабжение в совокупном доходе семьи, проживающей в поселениях Тосненского муниципального района, составит:

Тосненское ГП – в I п/г 2013 г. - 4,65%, во II п/г 2013 г. – 5,35%;
 Никольское ГП – в I п/г 2013 г. – 5,09%, во II п/г 2013 г. – 5,85%;
 Любанское ГП – в I п/г 2013 г. - 5,55%, во II п/г 2013 г. – 6,38%;
 Нурминское СП – в I п/г 2013 г. – 5,46%, во II п/г 2013 г. – 6,28%;
 Шапкинское СП – в I п/г 2013 г. - 2,96%, во II п/г 2013 г. - 3,41%;
 Тельмановское СП (п. Войскорово) – в I п/г 2013 г. - 6,39%, во II п/г 2013 г. – 7,35%;
 Ульяновское, Форносовское, Красноборское, Рябовское ГП, Федоровское, Трубникоборское СП – в I п/г 2013 г. – 5,34%, во II п/г 2013 г. – 6,14%.

Таблица 47 Анализ увеличения стоимости услуг по теплоснабжению населения поселений Тосненского муниципального района при вводе в действие инвестиционных составляющих в тарифе на тепловую энергию в 2013-2015 гг.

Наименование	Нурминское СП	Шапкинское СП	Остальные поселения Тосненского муниципального района в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети»
Нормативная площадь жилого помещения на 1 члена семьи из 3-х человек, м2	18		
Норматив теплопотребления на отопление (среднегодовой), Гкал/м2	0,0173*	0,0173**	0,0166
Расчетный норматив теплопотребления на горячее водоснабжение, Гкал/чел. в мес.	0,26	-.**	0,26
Норматив теплопотребления, Гкал/чел. в мес.	0,57	0,31	0,56
I п/г 2013 г.			
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	1 722,40		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	444,57		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес.	2 967	1 609	2 902
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес.	0	0	0
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	0	0	0
II п/г 2013 г.			
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	1 980,32		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	305,56		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес.	3 411	1 850	3 336
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес. (15%)	444	241	435
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	148	80	145
I п/г 2014 г.			
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	1 980,32		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	305,56		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес.	3 411	1 850	3 336
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес.	0	0	0
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	0	0	0
II п/г 2014 г.			

Наименование	Нурминское СП	Шапкинское СП	Остальные поселения Тосненского муниципального района в зоне обслуживания ОАО «Тепловые сети»
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	2 277,35		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	1 079,29		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес.	3 923	2 128	3 837
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес. (15%)	512	277	500
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	171	92	167
I п/г 2015 г.			
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	2 277,35		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	1 079,29		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес.	3 923	2 128	3 837
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес.	0	0	0
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	0	0	0
II п/г 2015 г.			
Прогнозная отпускная цена на тепловую энергию (с НДС), руб./Гкал	2 618,96		
в т. ч. инвестиционная составляющая (с НДС), руб./Гкал	283,33		
Стоимость услуг теплоснабжения для семьи из 3-х чел. (с НДС), руб./мес. (15%)	4 511	2 447	4 412
Увеличение стоимости услуг теплоснабжения за полугодие <u>для семьи из 3-х человек</u> , руб./мес.	588	319	576
в т.ч. <u>для 1 члена семьи</u> , руб./мес.	196	106	192

** По данным Администрации Нурминского СП плата за отопление для населения рассчитывается с использованием норматива потребления коммунальных услуг по отоплению в домах постройки 1946-1970 гг.

* Администрацией Шапкинское поселения не было предоставлено сведений по структуре коммунального платежа. Для расчета были использованы данные мониторинга платы населения поселений Тосненского муниципального района за коммунальные услуги в 2011 г. с официального сайта Правительства ЛО <http://www.lenobl.ru/gov/committee/tariff/spravohna/monitoring/tosnenskii>. В соответствии с этими данными в поселении отсутствуют услуги для населения по горячему водоснабжению, а плата за отопление рассчитывается с использованием норматива потребления коммунальных услуг по отоплению в домах постройки 1946-1970 гг.

Вывод

Проанализировав данные по уровню жизни населения, собираемости платежей и душевому доходу населения в поселениях Тосненского МР, можно сделать вывод о том, что уровень жизни в поселениях значительно отличается и по некоторым поселениям не высок, но расходы на коммунальные платежи (платежи за теплоэнергию) составляют приемлемую величину в бюджете семьи, т.е. населению экономически доступны все коммунальные услуги, в т.ч. и услуги теплоснабжения.

При этом органы местного самоуправления поселений, исходя из анализа показателей уровня жизни населения, могут выработать решение о порядке предоставления адресных субсидий отдельным малоимущим категориям населения на весь срок реализации инвестиционной программы и предусмотреть в бюджете расходы на дополнительные меры государственной поддержки населения в связи с реализацией инвестиционной программы. Это позволит уменьшить тарифную нагрузку на население и избежать роста социальной напряженности в МО.

XVII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Теплоснабжающей организацией ОАО "Тепловые сети" разработана инвестиционная программа по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области на перспективный период 2013-2022 гг. Разработка инвестиционной программы выполнена с привлечением экспертной организации ООО «СЭТ». Программа разработана в соответствии с техническим заданием, утвержденным Советами депутатов поселений Тосненского муниципального района Ленинградской области.

17.1. Техническая и экономическая целесообразность реконструкции (модернизации) обоснована на основе анализа данных о текущем техническом состоянии котельных и тепловых сетей ОАО "Тепловые сети" в Тосненском районе с учетом балансовых показателей тепловой энергии (мощности).

Выполнены предпроектные обоснования технических решений и расчет сметной стоимости комплекса проектных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, планируемых в рамках инвестиционной программы.

Для обеспечения покрытия тепловых нагрузок потребителей ОАО "Тепловые сети" с учетом их перспективного роста, а также необходимого резервирования отпуска теплоэнергии в аварийном режиме обоснована необходимость замены (реконструкции (модернизации)) котельных с увеличением установленной мощности. Кроме того по ряду котельных обоснована необходимость замены (реконструкции (модернизации)) котельных с уменьшением установленной мощности для ликвидации избытка мощности и приведения ее в соответствие с подключенной нагрузкой потребителей.

Также обоснована необходимость реконструкции (модернизации) ряда участков тепловых сетей с критическим уровнем износа и большими потерями теплоносителя.

17.2. Сформирован адресный список мероприятий, включаемых в инвестиционную программу, который представлен в разделе 11 настоящей ИП.

В целом объем инвестиционных затрат по инвестиционной программе в прогнозных ценах составляет 1 672 827 тыс. руб. с учетом НДС (1 417 650 тыс. руб. без НДС), в том числе:

- инвестиционные проекты по повышению качества товаров и услуг (реконструкция-модернизация) – 1 672 827 тыс. руб. с учетом НДС (1 417 650 тыс. руб. без НДС),
- инвестиционные проекты по подключению строящихся (реконструируемых) объектов (подключение новых потребителей) – не предусмотрены.

Объем инвестиционных затрат определен на основе предпроектных разработок и укрупненных смет.

17.3. Источниками финансирования инвестиционной программы являются:

- 1 208 827 тыс. руб. с НДС (1 024 430 тыс. руб. без НДС) или 72,3% финансируются за счет *собственных средств* Инвестора;
- 464 000 тыс. руб. с НДС (393 220 тыс. руб. без НДС) или 27,7% финансируются за счет кредитов, предоставляемых банками Инвестору.

Для финансирования Инвестиционной программы привлечен Инвестор - ООО «Энергоформ».

17.4. Разработан план финансирования инвестиционной программы, при котором финансовые потребности, предъявляемые к возмещению через тариф на т/э

(инвестиционную составляющую), составили **2 554 357 тыс. руб. с НДС (2 164 710 тыс. руб. без НДС)**.

17.6. Источником обеспечения финансовых потребностей инвестиционной программы является арендная плата с инвестиционной составляющей по объектам инвестирования в тарифе на услуги теплоснабжения.

Для сглаживания тарифных последствий осуществления инвестиций и ограничения темпов роста стоимости услуг теплоснабжения для потребителей предусмотрено постепенное нагружение тарифа на услуги арендной платой с инвестиционной составляющей, которая обеспечивает возврат и обслуживание привлеченных инвестиций, т.е. возврат инвестиций неравными долями.

Сглаживание роста величины тарифа на услуги достигается за счет включения в тариф средств на возврат и обслуживание инвестиций, исходя из возможностей включения указанных средств в тариф при условии обеспечения доступности услуг теплоснабжения потребителям.

17.7. Определены параметры тарифной политики на 2013 год, без НДС

Наименование	2013 г.		
	1 п/г	2 п/г	Год
Тариф на теплоэнергию с арендной платой с инвестиционной составляющей, руб./Гкал (без НДС), т.ч.	1 459,66	1 678,24	1 543,27
- арендная плата с инвестиционной составляющей в тарифе на т/э	376,75	258,95	331,69
<i>Индекс роста тарифа к предыдущему периоду</i>	<i>1,00</i>	<i>1,15</i>	<i>1,12</i>

17.8. Сформирован долгосрочный тарифный сценарий на период 2013 – 2022 гг.

Далее в таблице 48 представлены результаты расчета прогнозного отпускного тарифа с инвестиционной составляющей на услуги теплоснабжения, оказываемые ОАО "Тепловые сети" в 2013-2022 гг.

Прогнозный темп роста среднегодового тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ОАО "Тепловые сети" потребителям Тосненского муниципального района ЛО, в период 2013-2017 г. включительно прогнозируется на уровне 1,15 по отношению к предыдущему периоду регулирования, в 2018 г. ожидается снижение тарифа на величину около 16% (в связи с тем, что в 2018 г. будет завершено финансирование ИП через тарифные источники).

Таким образом, данная финансовая модель обеспечивает сглаживание темпов роста тарифов и приемлемую тарифную нагрузку на потребителей.

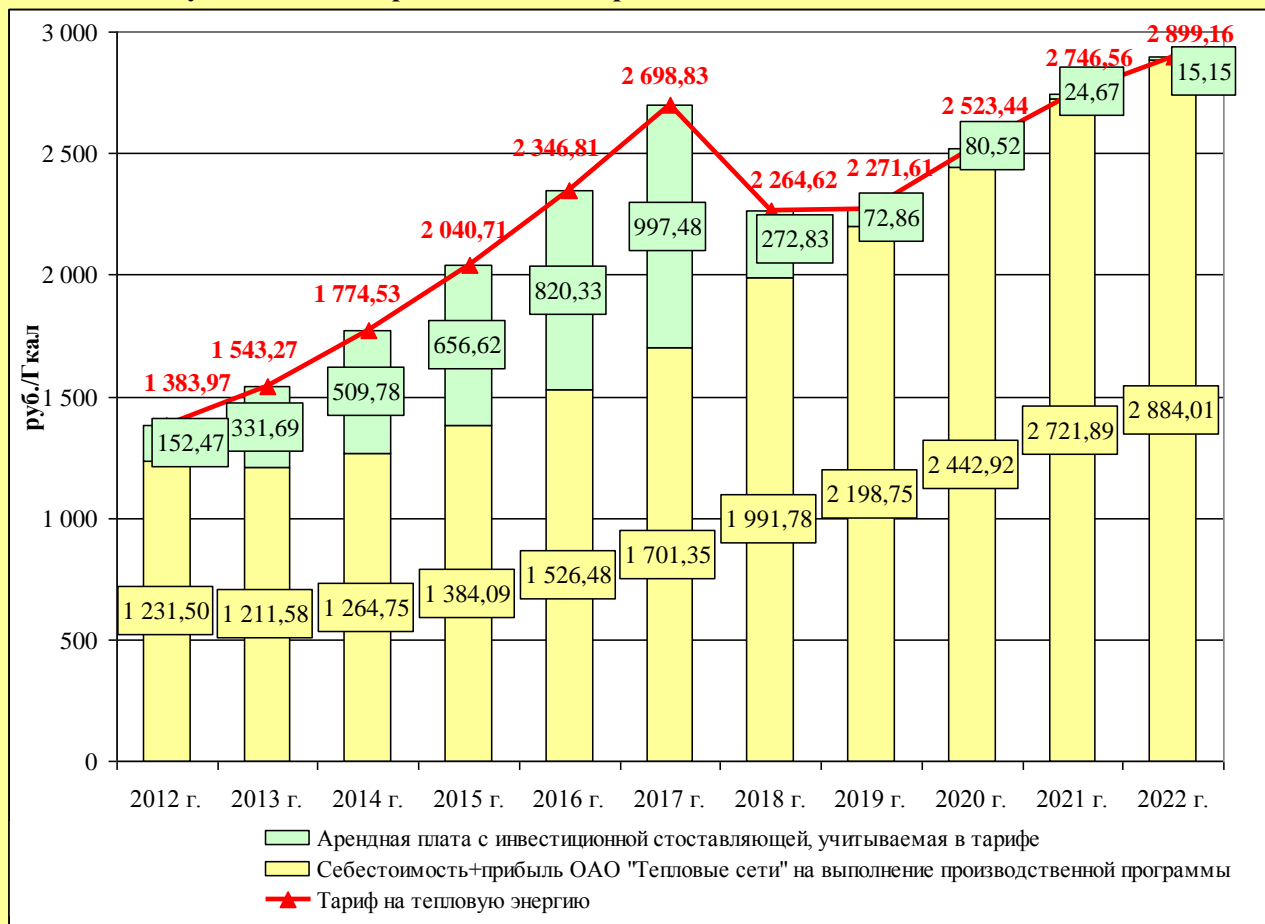
Следует отметить, что прогнозные тарифы рассчитаны на основе экспертных оценок и должны ежегодно пересматриваться регулирующим органом в соответствии с уточненными прогнозными показателями социально-экономического развития России по данным Минэкономразвития РФ.

В случае изменения условий реализации инвестиционной программы в соответствии с действующим законодательством возможна корректировка величины инвестиционной составляющей в тарифе на услуги теплоснабжения или изменение срока ее действия.

Таблица 48 Прогноз уровня тарифа на тепловую энергию с арендной платой (с инвестиционной составляющей) на период 2012-2022 гг.

Наименование	Ед. изм.	Утверждено регулирующим органом			Экспертная оценка												
		2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		с 01.01	с 01.07	с 01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01	с 01.01
Объем товарной теплоэнергии	Гкал	572 109			535 516		539 316		564 194		585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404
					330 662	204 854	333 008	206 308	348 369	215 824							
Тариф ОАО "Тепловые сети" на услуги теплоснабжения, (без арендной платы по объектам инвестирования)	руб./Гкал	1 231,50			1 211,58		1 264,75		1 384,09		1 526,48	1 701,35	1 991,78	2 198,75	2 442,92	2 721,89	2 884,01
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему году</i>		0,94			0,98		1,04		1,09		1,10	1,11	1,17	1,10	1,11	1,11	1,06
Расчетная арендная плата по объектам инвестирования	руб./Гкал	152,47			331,69		509,78		656,62		820,33	997,48	272,83	72,86	80,52	24,67	15,15
Устанавливаемый тариф с арендной платой по объектам инвестирования	руб./Гкал	1 334,86	1 414,95	1 459,66	1 459,66	1 678,24	1 678,24	1 929,96	1 929,96	2 219,46	2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему периоду таблицы</i>		1,00	1,06	1,03	1,00	1,15	1,00	1,15	1,00	1,15	1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06
Расчетный среднегодовой тариф с арендной платой по объектам инвестирования	руб./Гкал	1 383,97			1 543,27		1 774,53		2 040,71		2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16
<i>прогнозный индекс роста к предыдущему году</i>		1,04			1,12		1,15		1,15		1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06

Рисунок 12 Прогноз роста среднегодового тарифа на тепловую энергию ОАО "Тепловые сети" Тосненском муниципальном районе ЛО на период 2012-2022 гг.



17.7. График возмещения ежегодных финансовых потребностей через тарифные источники

Инвестиционная программа реализуется на основе инвестиционного соглашения, в котором должен быть определен:

- график поступления средств на финансирование инвестиционной программы,
- пределы допустимых отклонений объемов поступления средств по состоянию на соответствующую дату.

В таблице 49 определены тарифные источники возмещения привлеченных инвестиций:

- арендная плата (с инвестиционной составляющей), в том числе:
 - амортизационные отчисления на финансирование инвестиционной программы, подлежащие включению в тариф;
 - расходы из прибыли на финансирование инвестиционной программы, подлежащие включению в тариф.

Таблица 49 График возмещения ежегодных финансовых потребностей через тарифные источники, без НДС, тыс. руб.

№	Наименование	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого
1	Финансовые потребности ИП, возмещаемые через тарифные источники	20 061	119 295	154 531	147 024	209 906	363 020	426 200	505 819	196 012	22 841	2 164 710
1.1.	График возврата заемных средств (кредитов), привлеченных Инвестором	0	55 564	72 445	38 682	67 633	52 968	52 968	52 961	0	0	393 220
1.2.	График обслуживания кредитов, привлеченных Инвестором	387	19 780	11 069	28 998	26 473	18 754	11 603	4 460	0	0	121 524
1.3.	График возврата собственных средств Инвестора	0	0	0	0	27 719	206 189	305 867	374 695	109 959	0	1 024 430
1.4.	График начисления доходности на собственные средства Инвестора	19 674	41 917	61 179	72 841	77 056	69 333	44 137	20 704	3 681	0	410 520
1.5.	Налог на прибыль, возникающий при финансировании ИП из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168	19 401	141 811
1.6.	Налог на имущество по объектам инвестирования	0	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	73 204
2	Тарифные источники возмещения финансовых потребностей (п.2.1)	0	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	2 164 710
2.1.	Арендная плата с инвестиционной составляющей на финансирование ИП в тарифе всего, в т.ч.:	0	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	2 164 710
2.1.1.	Амортизационные отчисления на финансирование ИП в тарифе на т/э	0	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	1 285 671
2.1.2.	Расходы из прибыли на финансирование ИП	0	0	0	0	0	0	0	226 213	482 618	97 004	805 835
2.1.3.	Расходы на уплату налога на имущество по объектам инвестирования	0	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	73 204
3	Отклонение графика возмещения фин.потребностей ИП от расчетного графика (п.2-п.1)	-20 061	-108 896	-138 342	-59 793	-32 280	-88 087	-55 741	-25 164	390 394	137 969	0
4	Отклонение нарастающим итогом на конец года	-20 061	-128 957	-267 299	-327 092	-359 372	-447 459	-503 199	-528 363	-137 969	0	

17.8. Определены показатели эффективности инвестиций при разработанном для реализации инвестиционной программы тарифном сценарии (срок окупаемости инвестиций).

Объем инвестиций, подлежащий возврату через тарифные источники составляет 1 417 650 тыс. руб. без НДС. Срок окупаемости (возврата инвестиционных ресурсов, привлеченных для реализации инвестиционных проектов) составит:

- с начала осуществления инвестиций (03.2009 г.) – 8,1 года,

- с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования (08.2014 г.) – 2,0 года.

Учитывая все выявленные показатели коммерческой (финансовой) эффективности инвестиционной программы, программа является привлекательной, потенциальный экономический эффект перекрывает специфические риски.

Таблица 50 Расчет срока окупаемости инвестиций по Инвестиционной программе, тыс. руб.

№п.п.	Наименование	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1.	Амортизационные отчисления по объектам инвестирования, в т.ч.:	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584
1.1.	на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	8 364	6 351	80 728	138 881	52 968	52 968	52 961	0
1.2.	на возврат собственных средств Инвестора	0	0	0	27 719	206 189	305 867	193 725	98 584
1.3.	на обслуживание кредитных средств, привлеченных Инвестором	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.	на выплату доходности на собственный капитал Инвестора	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5.	Неиспользованная амортизация	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Расходы из прибыли на финансирование ИП	0	0	0	0	0	0	226 213	482 618
2.1.	на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	на возврат собственных средств Инвестора	0	0	0	0	0	0	180 970	11 375
2.3.	на обслуживание заемных средств из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	121 524
2.3.	на выплату доходности на собственный капитал Инвестора из прибыли	0	0	0	0	0	0	0	272 551
2.4.	налог на прибыль, возникающий при финансировании ИП из прибыли	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168
3.	Чистая прибыль по выполнению производственной программы			12 420	13 190	13 876	14 556	15 284	16 033
4.	Средства, доступные для ежегодного возврата инвестиций (1.1+1.2+1.5.+2.1+2.2+3) на конец года	8 364	6 351	93 148	179 790	273 033	373 391	442 940	125 992
5.	Средства на возврат инвестиций нарастающим итогом	8 364	14 715	107 863	287 653	560 686	934 077	1 377 017	1 503 009

* - объем инвестиций, подлежащий возврату через тарифные источники, составляет 1 417 650 тыс. руб. без НДС.

17.9. Обоснована доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы. На основе анализа данных по уровню жизни населения, собираемости платежей и душевому доходу населения в поселениях Тосненского муниципального района, величине и структуре коммунального платежа обосновано заключение о том, что расходы на коммунальные платежи составляют приемлемую величину в бюджете семьи, т.е. населению экономически доступны все коммунальные услуги.

При реализации инвестиционной программы платеж за услуги теплоснабжения для одного человека в семье из трех человек, проживающей в многоквартирном жилом доме, имеющем все виды благоустройства, на 1 полугодие 2013 г. не изменится, на 2 полугодие возрастет:

- в Шапкинском СП – на 80 руб./мес.;

- в Нурминском СП – на 148 руб./мес.;

- во всех остальных поселениях Тосненского муниципального района в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети" – на 145 руб./мес.

17.10. Выводы

Представленные в составе инвестиционной программы документы и обоснования подтверждают:

- техническую необходимость реализации мероприятий, включенных в адресную инвестиционную программу,
- инвестиционные затраты на реализацию мероприятий и суммарные финансовые потребности инвестиционной программы,
- обеспеченность инвестиционной программы источниками финансирования капитальных вложений и источниками возврата и обслуживания привлеченных инвестиций,
- коммерческую эффективность инвестиционной программы, высокие показатели эффективности инвестиций,
- приемлемую тарифную нагрузку на потребителей и доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы,
- приемлемую бюджетную нагрузку на цели дотирования услуг теплоснабжения (меры государственной поддержки населения).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

ПАСПОРТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

**по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения
Тосненского муниципального района Ленинградской области
на перспективный период 2013-2022 г.**

Паспорт

инвестиционной программы
по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения
Тосненского муниципального района Ленинградской области
на перспективный период 2013-2022 г.

1. Адресная часть

1.1. Эксплуатирующая организация

Полное наименование организации:

Открытое Акционерное Общество «Тепловые сети»

Сокращенное наименование организации: ОАО «Тепловые сети»

ИНН/КПП 4716024190 / 471601001

ОГРН 1054700602990 **ОКПО** 31100847 **ОКВЭД** 40.30.14, 41.00.2, 90.01, 70.32.1

Юридический адрес: 187000, Ленинградская обл., г. Тосно, ул. Боярова, д. 1.

Почтовый адрес: 187000, Ленинградская обл., г. Тосно, ул. Боярова, д.20.

Тел./факс: 8 (813-61) 2-08-38; 2-28-93

Руководитель организации: Генеральный директор Володкевич Валерий Тадеушевич

1.2. Финансирующая организация (Инвестор)

Полное наименование организации:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоформ»

Сокращенное наименование организации: ООО «Энергоформ»

ИНН/КПП 7801019292/783601001

ОГРН 1027800556189 **ОКПО** 23080639 **ОКВЭД** 28.30.9; 28.22.9

Юридический адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, ул. Рошинская, д. 5

Почтовый адрес: 196084, г. Санкт-Петербург, ул. Рошинская, д. 5

Тел./факс: (812) 644-03-00

Руководитель организации: Генеральный директор Володкевич Валерий Тадеушевич

2. Общие сведения об эксплуатирующей организации:

ОАО «Тепловые сети» является энергоснабжающей организацией, то есть хозяйствующим субъектом, осуществляющим продажу потребителям произведенной или купленной тепловой энергии.

ОАО «Тепловые сети» осуществляет деятельность по производству и передаче тепловой энергии. Тепловая энергия в зоне обслуживания ОАО "Тепловые сети" в Тосненском муниципальном районе Ленинградской области производится арендованными котельными с суммарной установленной мощностью 475,1 Гкал/час (в 2007 г.).

Тарифы (цены) продажи на реализуемую организацией тепловую энергию подлежат государственному регулированию в соответствии с полномочиями органа исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

3. Основные положения инвестиционной программы (ИП)

Наименование ИП	Инвестиционная программа по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области на перспективный период 2013-2022 г.
Основание для разработки ИП	ТЗ на разработку ИП, утвержденное Советами депутатов поселений Тосненского муниципального района Ленинградской области
Разработчик ИП	Эксплуатирующая организация ОАО "Тепловые сети"
Экспертная организация	Общество с ограниченной ответственностью «Системы Эффективного Теплоснабжения»
Исполнитель ИП	Эксплуатирующая организация ОАО "Тепловые сети"
Цели и задачи ИП	Разработка и реализация мероприятий по реконструкции (модернизации) существующих объектов системы теплоснабжения с целью повышения ее технологической эффективности, надежности и безопасности функционирования и развития
Срок реализации мероприятий ИП	2009-2014 годы
Основные мероприятия ИП	<p>В ходе реализации инвестиционной программы планируется:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ликвидация избытка мощности. Приведение установленной мощности котельных в соответствие с присоединенной нагрузкой (снижение с 475,1 Гкал/ч до 353,1 Гкал/ч); • сокращение расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных до 2,2%; • вытеснение из топливного баланса торфа, щепы, снижение доли мазута и угля и доведение доли газа до 96,7%; • снижение удельного расхода условного топлива на выработку теплоэнергии до 155,4 кг.у.т/Гкал; • снижение величины потерь теплоэнергии при ее транспортировке по тепловым сетям с 14,28% до 7,7%; • сокращение численности производственного персонала с 416 чел до 53 чел ; • внедрение энергосберегающих инновационных технологий, позволяющих повысить эффективность производства и распределения тепловой энергии
Объем финансовых потребностей, необходимых для реализации ИП	<p>Общий объем финансовых потребностей составляет – 2 164 710 тыс. руб. (без НДС), в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - объем средств на выполнение мероприятий инвестиционной программы – 1 417 650 тыс. руб.; - объем средств на обслуживание кредитов, привлеченных Инвестором – 121 524 тыс. руб.; - объем средств на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора (в размере ставки рефинансирования) – 410 520 тыс. руб.; - объем средств на уплату дополнительных налоговых платежей, возникающих в связи с реализацией инвестиционной программы – 215 016 тыс. руб.
Источники финансирования ИП	Средства, поступающие в виде инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию
Ожидаемые результаты от реализации ИП	<p>Ожидаемые результаты от реализации инвестиционной программы определены целевыми индикаторами, характеризующими состояние системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области после ее реализации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - надежностью теплоснабжения потребителей, - сбалансированностью системы теплоснабжения; - энергетической эффективностью; - себестоимостью тепловой энергии; - обеспечение качества и доступности услуг теплоснабжения для потребителей;

	- обеспечением требований экологических стандартов.
Контроль за ходом ИП	Контроль хода реализации и мониторинг выполнения ИП осуществляется в соответствии с действующим законодательством.

4. Сроки реализации мероприятий инвестиционной программы

Начало реализации мероприятий –2009 год.

Год окончания реализации мероприятий –2014 год.

5. Основные цели и задачи инвестиционной программы

Основной целью реализации инвестиционной программы является повышение технологической и энергетической эффективности, надежности, безопасности функционирования и развития системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области.

Основные задачи инвестиционной программы:

- обеспечение качественного и бесперебойного теплоснабжения потребителей в поселениях Тосненского муниципального района;
- реализация мероприятий по строительству новых, реконструкции (модернизации) существующих объектов теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области, с целью повышения ее энергетической эффективности, технической оснащенности путем внедрения новой техники и технологии;
- снижение темпов роста эксплуатационных затрат и стоимости услуг теплоснабжения;
- обеспечение эффективного привлечения и освоения инвестиционных ресурсов;
- снижение уровня износа системы теплоснабжения;
- улучшение экологической ситуации в зоне теплоснабжения.

6. Целевые индикаторы, достигаемые при реализации инвестиционной программы

При реализации инвестиционной программы будут достигнуты следующие целевые индикаторы, характеризующие состояние системы теплоснабжения после реализации инвестиционной программы, которые представлены в следующих таблицах:

Целевые индикаторы, достигаемые в Тосненском ГП, Никольском ГП и Любанском ГП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Тосненское ГП		Никольское ГП		Любанское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	9	-	4	-	3
	Год ввода в эксплуатацию котельных	1970, 1972, 1979, 1982, 1992, 1993, 1995, н/д	2013	1962, 1984, н/д	2013	1976, 1985, 1991	2014
	Вид топлива, используемый в котельных	газ, уголь, мазут	газ, диз.топливо, мазут	газ, торф	газ, мазут	газ	газ
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубно́м исчислении	81 491	78 071	77 188	80 588	50 800	50 800
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	54	0	12	0	32	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	13	0	6	0	9	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	129,70	173,29	14,40	48,24	16,11	17,10
	отопление	87,62	116,21	13,00	32,83	12,64	13,32
	гвс	42,08	57,08	1,40	15,41	3,47	3,77
	Установленная мощность, Гкал/ч	208,19	211,73	135,20	55,52	23,20	18,50
	Кэф. использования мощности	0,62	0,82	0,11	0,87	0,69	0,92
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	95%	97%	83%	97%	100%	100%
	Объем используемого мазута, %	5%	2%	-	3%	-	-
	Объем используемого угля, %	1%	-	-	-	-	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	0,4%	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого торфа, %	-	-	17%	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	84	91	74	93	76	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	5,57%	2,84%	2,89%	1,50%	2,85%	1,50%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	170,4	156,7	192,2	154	187,1	155,3
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	37,25	23,68	59,77	20,42	35,87	27,08
	Удельный расход воды на выработку тепловой	5,2	4,1	6,3	2,6	3,1	2,45

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Тосненское ГП		Никольское ГП		Любанское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
	энергии, куб. м/Гкал						
	Потери теплоэнергии, %	10,72	7,96	17,86	7,04	16,95	7,23
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	124	33	66	0	47	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	57,70	17,7	93,66	0	104,41	0
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	258,28	236	296,39	226,7	261,69	217,26
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	58,47	37,18	93,83	32,1	56,32	42,51
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	51,62	41	62,74	25,92	30,71	24,46
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. Воздуха -26°С, °С	95-70	95-70 и 105-75	95-70 и 115-70	95-70 и 115-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода © в атмосферу, г/с	0,948	0,096	3,071	0,206	-	-
	Объем выбросов оксидов углерода (CO) в атмосферу, г/с	13,653	9,972	22,588	3,232	1,691	1,183
	Объем выбросов диоксида азота (N _{ox}) в атмосферу, г/с	7,247	4,807	4,233	1,565	0,879	0,407
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ₂) в атмосферу, г/с	4,414	-	1,700	1,200	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Целевые индикаторы, достигаемые в Ульяновском ГП, Форносовском ГП и Красноборском ГП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Ульяновское ГП		Форносовское ГП		Красноборское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	2	-	3	-	3
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	1962, 1989	2013	1970, н/д	2013	1961, 1965, 1980	2013, 2014
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	газ, уголь	газ	уголь	газ, диз.топливо	газ, уголь, щепа	газ
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однотрубном исчислении	14 890	16 800	6 600	14 710	14 568	16 000
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	23	0	12	0	24	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	5	0	3	0	6	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	12,45	8,47	0,340	6,14	8,28	8,04
	отопление	8,82	6,10	0,340	4,79	7,84	7,6
	гвс	3,63	2,37	0,000	1,35	0,44	0,4
	Установленная мощность, Гкал/ч	32,60	11,80	0,500	8,17	8,8	9,6
	Коэф. использования мощности	0,38	0,72	0,68	0,75	0,94	0,84
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	89%	100%	-	96%	67%	100%
	Объем используемого мазута, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого угля, %	11%	-	100%	-	7%	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	4%	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	25%	-
	Объем используемого торфа, %	-	-	-	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	77	92	60	93	85	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	6,35%	1,43%	4,14%	1,50%	4,1%	1,5%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	185,8	155,3	236,5	153,8	167,2	152,1
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	54,00	17,62	74,16	17,54	29,20	19,70
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	4,5	2,7	0,9	1,7	3,4	2,7
	Потери теплоэнергии, %	26,18	8,00	33,91	6,89	10,32	7,73

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Ульяновское ГП		Фornosовское ГП		Красноборское ГП	
		Всего по ГП		Всего по ГП		Всего по ГП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	26	0	6	0	33	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	104,38	0,00	390,02	0,00	116,62	0,00
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	276,14	217,31	613,98	286,27	269,63	212,8
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	84,78	27,67	116,43	27,54	45,85	30,93
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	45,03	27,23	8,70	17,15	34,42	26,75
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	1,429	0,006	0,512	0,044	1,631	-
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	2,807	0,586	0,799	0,643	3,148	0,377
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	0,445	0,242	0,034	0,192	0,636	0,159
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	0,477	0,025	0,171	0,021	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Целевые индикаторы, достигаемые в Рябовском ГП, Федоровском СП и Нурминском СП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Рябовское ГП		Федоровское СП		Нурминское СП	
		Всего по ГП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	3	-	1	-	1
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	<i>1972, 1999</i>	<i>2013</i>	<i>1978</i>	<i>2013</i>	<i>1973</i>	<i>2013</i>
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	<i>мазут, уголь</i>	<i>мазут, газ, диз.топливо</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубно́м исчислении	9 800	15 410	8 800	8 800	5 180	10 920
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	0	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	29	0	3	0	5	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	9	0	1	0	2	0
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	6,13	7,5	8,63	8,63	6,27	6,27
	отопление	5,73	7,0	5,85	5,85	5,5	5,5
	гвс	0,4	0,5	2,78	2,78	0,77	0,77
	Установленная мощность, Гкал/ч	17,1	8,6	13,3	13,3	24	7,22
	Коэф. использования мощности	0,36	0,87	0,65	0,65	0,26	0,87
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	-	60%	100%	100%	100%	100%
	Объем используемого мазута, %	51%	40%	-	-	-	-
	Объем используемого угля, %	5%	-	-	-	-	-
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого торфа, %	45%	-	-	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	73	92	86	91	86	93
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	10,59%	1,49%	5,21%	3,43%	2,67%	1,5%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	195,9	154,9	166,16	158	166,16	152,9
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	46,28	27,67	35,39	21,09	43,27	22,91
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	2,9	1,8	6,19	5,36	6,1	2,07
	Потери теплоэнергии, %	9,26	7,54	17,63	8,0	10,67	8,0

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования					
		Рябовское ГП		Федоровское СП		Нурминское СП	
		Всего по ГП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	44	0	16	9	23	0
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	246,77	0,00	106,70	56,53	102,24	0
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	614,96	365,3	232,46	220,48	232,45	213,9
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	72,66	43,45	55,56	33,11	67,93	35,97
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	28,68	17,61	61,90	53,60	61,00	20,70
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	2,399	0,1964	-	-	-	-
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	12,608	0,967	0,711	0,527	0,711	0,334
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	1,332	0,487	0,342	0,184	0,351	0,185
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	0,189	0,002	-	-	-	-

* Примечание – в ценах 2007 г.

Целевые индикаторы, достигаемые в Трубникоборском СП, Шапкинском СП и Тельмановском СП в результате реализации инвестиционной программы

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования				Не является объектом инвестирования	
		Трубникоборское СП		Тельмановское СП		Шапкинское СП	
		Всего по СП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	1	-	1	-	0
	<i>Год ввода в эксплуатацию котельных</i>	1991	2013	-	2013	1989	1989
	<i>Вид топлива, используемый в котельных</i>	<i>газ</i>	<i>газ</i>	-	<i>газ</i>	<i>мазут, уголь</i>	<i>мазут, уголь</i>
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однострубно исчислении	6 410	4 213	3 800	5 240	1 080	1 080
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0	-	0	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	8	0	-	0	24	24
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	2	0	-	0	5	5
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	1,85	1,24	-	5,2	0,414	0,4
	отопление	1,3	0,90	-	3,5	0,414	0,4
	гвс	0,55	0,34	-	1,7	0,0	0,0
	Установленная мощность, Гкал/ч	10,4	1,72	-	5,2	1,80	1,80
	Коэф. использования мощности	0,18	0,72	-	1,00	0,23	0,23
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	100%	100%	-	100%	-	-
	Объем используемого мазута, %	-	-	-	-	55%	61%
	Объем используемого угля, %	-	-	-	-	45%	39%
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемой щепы, %	-	-	-	-	-	-
	Объем используемого торфа, %	-	-	-	-	-	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	66	92	-	92	68	82
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	2,33%	1,5%	-	1,5%	6,10%	6,03%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	217,23	152,3	-	149,5	208,4	174,2
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	67,48	22,68	-	18,43	62,98	75,58
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	н/д	5,55	-	4,69	0,64	0,65

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	Объекты инвестирования				Не является объектом инвестирования	
		Трубникоборское СП		Тельмановское СП		Шапкинское СП	
		Всего по СП		Всего по СП		Всего по СП	
		До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
	Потери теплоэнергии, %	31,16	8,0	9,54	8,0	16,56	16,51
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	20	0	-	0	11	11
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	288,55	0,00	-	0	437,32	466,1
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	303,82	213,2	-	209,2	645,60	555,42
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	105,94	35,61	-	28,94	98,87	118,66
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	н/д	55,50	-	46,90	6,42	6,49
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70	95-70	-	95-70	95-70	95-70
Экологическая эффективность	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	-	-	-	-	1,968	1,968
	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	0,195	0,0857	-	0,269	3,068	3,068
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	0,104	0,025	-	0,09	0,232	0,232
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	-	-	-	-	0,477	0,477

* Примечание – в ценах 2007 г.

Целевые индикаторы, достигаемые в результате реализации ИП ОАО «Тепловые сети» (в целом по организации)

Группа целевых индикаторов	Целевые индикаторы	ОАО "Тепловые сети"	
		До реконструкции	После реконструкции
Общестроительная	Количество построенных и реконструированных котельных, шт.	-	31
	Год ввода в эксплуатацию котельных	1961, 1962, 1965, 1970, 1972, 1973, 1977-1979, 1980, 1982, 1984, 1985, 1989, 1991-1993, 1995, 1999, н/д	1989, 2013, 2014
	Вид топлива, используемый в котельных	газ, мазут, уголь, щепа, торф	газ, мазут, уголь, диз.топливо
	Общая протяженность тепловых сетей в реконструируемой системе теплоснабжения, м в однотрубном исчислении	280 607	302 632
Надежность снабжения потребителей теплоэнергией	Кол-во остановов котельных по причине отключения электроэнергии, случаев	0	0
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на тепловых сетях, случаев	230	24
	Кол-во остановов котельных по причине аварий на котельном оборудовании, случаев	61	5
Сбалансированность системы теплоснабжения	Тепловые нагрузки, Гкал/ч, в т.ч.	204,58	290,5
	отопление	149,05	204,0
	гвс	55,52	86,5
	Установленная мощность, Гкал/ч	475,09	353,1
	Коэф. использования мощности	0,43	0,82
Структура используемого топлива	Объем используемого газа, %	88,2%	96,7%
	Объем используемого мазута, %	4,6%	2,9%
	Объем используемого угля, %	1,7%	0,1%
	Объем используемого дизельного топлива, %	-	0,3%
	Объем используемой щепы, %	1,2%	-
	Объем используемого торфа, %	4,4%	-
Повышение эффективности производства и транспорта теплоэнергии, показатели, энергоэффективности	КПД котельных, %	81	92
	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных, %	4,92%	2,2%
	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	176,54	155,4
	Удельный расход электроэнергии на выработку тепловой энергии, кВтч/Гкал	41,65	22,7
	Удельный расход воды на выработку тепловой энергии, куб. м/Гкал	5,0	3,4
	Потери теплоэнергии, %	14,28	7,7
Снижение затрат на производство и транспорт теплоэнергии	Количество производственного персонала, чел.	416	53
	Удельные затраты на заработную плату производственного персонала, руб./Гкал*	86,23	11
	Удельные затраты на топливо, руб./Гкал*	277,42	234,75
	Удельные затраты на электроэнергию, руб./Гкал*	65,39	36,5
	Удельные затраты на воду, руб./Гкал*	49,65	34,2
Повышение качества услуг теплоснабжения	Температурный график системы отопления при расчетной t° нар. воздуха -26°С, °С	95-70 и 115-70	95-70 и 115-70 и 105-75
	Объем выбросов углерода (С) в атмосферу, г/с	11,958	2,516
Экологическая эффективность	Объем выбросов оксидов углерода (СО) в атмосферу, г/с	61,979	21,244
	Объем выбросов диоксида азота (NOx) в атмосферу, г/с	15,835	8,575
	Объем выбросов диоксидов серы (SO ²) в атмосферу, г/с	7,428	1,725

* Примечание – в ценах 2007 г.

7. Инвестиционные затраты на реализацию ИП

Объем инвестиционных затрат на реализацию мероприятий инвестиционной программы составляет:

- 1 417 650 тыс. руб. без НДС;
- 1 672 827 тыс. руб. с НДС.

8. Адресный список мероприятий в прогнозных ценах с НДС, тыс. руб.

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест. затраты	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1.	Инвестиционные проекты по повышению качества товаров и услуг, улучшению экологической ситуации							
1.1	ТЕПЛОВЫЕ ИСТОЧНИКИ							
1.1.1	Тосненское ГП							
1.1.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	61 011	18 312	22 382	14 243	6 075	0	0
1.1.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	131 024	39 326	48 065	30 587	13 046	0	0
1.1.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	7 301	2 191	2 678	1 704	727	0	0
1.1.1.4	кот. Бани г. Тосно	4 501	1 351	1 651	1 051	448	0	0
1.1.1.5	кот. с/х Ушаки (п. Ушаки)	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.1.6	кот. д. Ушаки (школа №26)	4 501	1 351	1 651	1 051	448	0	0
1.1.1.7	кот. д. Георгиевское	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.1.9	кот. п. Новолисино	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	253 847	76 191	93 122	59 260	25 275	0	0
1.1.2.	Никольское ГП							
1.1.2.1	п. Гладкое	28 005	8 406	10 274	6 538	2 788	0	0
1.1.2.2	гор. Никольское "Сокол"	29 005	8 706	10 640	6 771	2 888	0	0
1.1.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	26 005	7 805	9 540	6 071	2 589	0	0
1.1.2.4	гор. Никольское Первомайский	29 005	8 706	10 640	6 771	2 888	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	112 021	33 622	41 094	26 151	11 153	0	0
1.1.3.	Любанское ГП							
1.1.3.1	кот. Любань-1	13 016	0	0	3 903	4 779	3 041	1 293
1.1.3.2	кот. Любань-2	16 019	0	0	4 803	5 882	3 743	1 592
1.1.3.3	кот.Сельцо	26 031	0	0	7 805	9 557	6 082	2 587
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	55 066	0	0	16 511	20 218	12 866	5 472
1.1.4.	Ульяновское ГП							
1.1.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	29 018	0	8 706	10 640	6 784	2 888	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	41 020	3 602	13 109	13 442	7 979	2 888	0
1.1.5.	Форносовское ГП							
1.1.5.1	д. Поги	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.5.2	кот. п. Форносово БМ 2640 (Круговая,6)	15 914	4 776	5 838	3 715	1 584	0	0
1.1.5.3	кот. п. Форносово ММ 6750 (Круговая,12)	26 094	7 832	9 572	6 092	2 598	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	47 509	14 260	17 428	11 091	4 730	0	0
1.1.6.	Красноборское ГП							
1.1.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
1.1.6.2	кот.п. Красный Бор №2 Культуры 47	13 016	0	0	3 903	4 779	3 041	1 293
1.1.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	7 301	2 191	2 678	1 704	727	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	32 319	5 794	7 081	8 409	6 701	3 041	1 293
1.1.7.	Рябовское ГП							
1.1.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (дорожная д.6)	14 003	4 203	5 137	3 269	1 394	0	0
1.1.7.2	пос. Рябово № 2 Березовая аллея, д.6	5 501	1 651	2 018	1 284	548	0	0
1.1.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	12 002	3 602	4 403	2 802	1 195	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	31 506	9 456	11 558	7 355	3 137	0	0
1.1.8.	Федоровское СП							
1.1.8.1	д. Федоровское	23 004	6 905	8 439	5 370	2 290	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	23 004	6 905	8 439	5 370	2 290	0	0
1.1.9.	Нурминское СП							
1.1.9.1	д. Нурма	19 004	5 704	6 971	4 436	1 892	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	19 004	5 704	6 971	4 436	1 892	0	0
1.1.10.	Трубникоборское СП							
1.1.10.1	д. Трубников Бор	13 002	3 903	4 770	3 035	1 295	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия, источник средств	Инвест. затраты	Реализация мероприятий по годам в прогнозных ценах					
			Факт			План в прогнозных ценах		
			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	13 002	3 903	4 770	3 035	1 295	0	0
1.1.11.	Тельмановское СП							
1.1.11.1	пос. Войскорово	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	16 003	4 803	5 871	3 736	1 593	0	0
	Всего инвестиций по тепловым источникам за период	644 301	164 239	209 443	158 796	86 263	18 795	6 765
1.2	ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ							
1.2.1.	Тосненское ГП							
1.2.1.1	Квартальная кот. г. Тосно	50 009	15 010	18 346	11 674	4 979	0	0
1.2.1.2	Юго-западная кот. (ТОМЕЗ)	420 078	126 084	154 103	98 065	41 826	0	0
1.2.1.3	кот. Дет/сад г. Тосно	3 001	901	1 101	700	299	0	0
1.2.1.4	кот. Бани г. Тосно	1 500	450	550	350	149	0	0
1.2.1.5	кот. с/х Ушаки 2 (п. Ушаки)	28 005	8 406	10 274	6 538	2 788	0	0
1.2.1.6	кот. д. Ушаки 1 (школа №26)	600	180	220	140	60	0	0
1.2.1.7	кот. д. Георгиевское	4 601	1 381	1 688	1 074	458	0	0
1.2.1.8	кот. д. Тарасово (кот. Марьино)	24 004	7 205	8 806	5 604	2 390	0	0
1.2.1.9	кот. п. Новолисино	1 500	450	550	350	149	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	533 299	160 067	195 637	124 496	53 098	0	0
1.2.2.	Никольское ГП							
1.2.2.1	п. Гладкое	25 005	7 505	9 173	5 837	2 490	0	0
1.2.2.2	гор. Никольское "Сокол"	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
1.2.2.3	гор. Никольское территория ЖКХ	40 007	12 008	14 676	9 340	3 983	0	0
1.2.2.4	гор. Никольское Первомайский	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	161 030	48 332	59 073	37 592	16 033	0	0
1.2.3.	Любанское ГП							
1.2.3.1	кот. Любань-1	10 012	0	0	3 002	3 676	2 339	995
1.2.3.2	кот. Любань-2	1 502	0	0	450	551	351	149
1.2.3.3	кот. Сельцо	40 048	0	0	12 008	14 704	9 357	3 980
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	51 562	0	0	15 460	18 931	12 047	5 124
1.2.4.	Ульяновское ГП							
1.2.4.1	пос. Ульяновка №1, Типографская д.2	5 001	1 501	1 835	1 167	498	0	0
1.2.4.2	пос. Ульяновка №2, Калинина д.84	46 017	8 105	15 610	13 276	7 133	1 892	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	51 018	9 606	17 445	14 443	7 631	1 892	0
1.2.5.	Форносовское ГП							
1.2.5.1	д. Поги	2 300	690	844	537	229	0	0
1.2.5.2	кот. п. Форносово БМ	14 795	4 441	5 427	3 454	1 473	0	0
1.2.5.3	кот. п. Форносово ММ	7 474	2 243	2 742	1 745	744	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	24 569	7 374	9 013	5 736	2 446	0	0
1.2.6.	Красноборское ГП							
1.2.6.1	пос. Красный Бор №1, Комсомола д.7	36 007	10 807	13 209	8 406	3 585	0	0
1.2.6.2	кот.п. Красный Бор №2 Культуры 47	10 012	0	0	3 002	3 676	2 339	995
1.2.6.3	пос. Красный Бор №3, ж/д Культуры д.6	3 001	901	1 101	700	299	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	49 019	11 708	14 310	12 108	7 560	2 339	995
1.2.7.	Рябовское ГП							
1.2.7.1	пос. Рябово №1, Ленинградская д.1 (дорожная д.6)	18 003	5 404	6 604	4 203	1 793	0	0
1.2.7.2	пос. Рябово №2 Березовая аллея, д.6	3 001	901	1 101	700	299	0	0
1.2.7.3	пос. Пельгора Рябово, ул.Клубная,15	18 003	5 404	6 604	4 203	1 793	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	39 007	11 708	14 310	9 106	3 884	0	0
1.2.8.	Федоровское СП							
1.2.8.1	д. Федоровское	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	48 009	14 410	17 612	11 207	4 780	0	0
1.2.9.	Нурминское СП							
1.2.9.1	д. Нурма	41 008	12 308	15 043	9 573	4 083	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	41 008	12 308	15 043	9 573	4 083	0	0
1.2.10.	Трубноборское СП							
1.2.10.1	д. Трубников Бор	10 002	3 002	3 669	2 335	996	0	0
	Всего объем инвестиционных затрат по МО	10 002	3 002	3 669	2 335	996	0	0

9. План финансирования инвестиционной программы

№	Параметры плана финансирования	Объем расходов, тыс. руб.	
		с НДС	без НДС
1.	Суммарные инвестиционные затраты в прогнозных ценах	1 672 827	1 417 650
2.	Источники финансирования инвестиционных затрат		
2.1.	Кредитные средства, привлеченные Инвестором		
2.1.1	Возврат кредитных средств Инвестором: - срок пользования кредитами: - по кредитному договору №106/09 от 08.12.2009 г. - 3,5 года, - по кредитному договору №07/12 от 21.02.2012 г. - 4 года и 7 месяцев, - срок возврата кредитов: - по кредитному договору №106/09 от 08.12.2009 г. – 2010-2013 г., - по кредитному договору №07/12 от 21.02.2012 г. – 2013-2016 г., - возврат тела кредитов осуществляется неравными долями	464 000	393 220
2.1.2	Обслуживание кредитных средств Инвестором: - размер ежегодного обслуживания кредита (ставка по кредитам): - по кредитному договору №106/09 от 08.12.2009 г. – 15,5% (с ноября 2010 г. – 12,0%), - по кредитному договору №07/12 от 21.02.2012 г. – 13,5% годовых	143 399	121 524
2.2.	Собственные средства Инвестора	1 208 827	1 024 430
2.2.1	Возврат собственных средств Инвестора: - срок возврата – с 2013 г. по 2017 г.	1 208 827	1 024 430
2.2.2	Обслуживание собственных средств Инвестора: - доходность по ставке рефинансирования ЦБ РФ	484 413	410 520

10. Финансовые потребности инвестиционной программы

Наименование	Суммарно по ИП, тыс. руб.	
	без НДС	с НДС
Финансовые потребности, предъявляемые к возмещению через тарифные источники (арендную плату в тарифе) с учетом налогов, в т.ч. источники их покрытия:	2 164 710	2 554 357
амортизация объектов инвестирования	1 285 671	1 517 092
- на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	393 220	464 000
- на возврат собственных средств Инвестора	832 085	981 860
- на обслуживание кредитов, привлеченных Инвестором	0	0
- на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора в размере ставки рефинансирования	60 366	71 232
налог на имущество	73 204	86 381
прибыль, направленная на финансирование ИП	805 835	950 885
- на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	0	0
- на возврат собственных средств Инвестора	192 345	226 967
- на обслуживание кредитов, привлеченных Инвестором	121 524	143 399
- на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора в размере ставки рефинансирования	350 154	413 181
- налог на прибыль	141 811	167 338

Финансовые потребности ИП в целом составляют величину – 2 554 357 тыс. руб. с НДС с учетом налога на имущество по объектам инвестирования и налога на прибыль, возникающего в связи с финансированием ИП из прибыли.

Финансовые потребности ИП, подлежащие возмещению через тарифные источники, составляют 2 164 710 тыс. руб. (без учета НДС с учетом налога на имущество по объектам инвестирования и налога на прибыль, возникающего в связи с финансированием ИП из прибыли).

11. Параметры финансовой модели для реализации ИП

№	Наименование	Факт	Факт	Принято ЛенРТК	Перспективный период										Итого
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	Прогнозный объем полезного отпуска теплоэнергии, Гкал			572 109	535 516	539 316	564 194	585 931	587 890	589 405	591 613	593 205	594 802	596 404	-
2.	Прогнозный среднегодовой тариф (без НДС), руб./Гкал			1 383,97	1 543,27	1 774,53	2 040,71	2 346,81	2 698,83	2 264,62	2 271,61	2 523,44	2 746,56	2 899,16	-
	<i>в т.ч. арендная плата с инвестсоставляющей в тарифе</i>			152,47	331,69	509,78	656,62	820,33	997,48	272,83	72,86	80,52	24,67	15,15	-
3	Прогнозный индекс роста тарифа к предыдущему периоду			1,04	1,12	1,15	1,15	1,15	1,15	0,84	1,00	1,11	1,09	1,06	-
4.	НВВ Эксплуатирующей организации, тыс. руб.			791 781	826 448	957 034	1 151 354	1 375 068	1 586 614	1 334 778	1 343 915	1 496 921	1 633 662	1 729 070	-
4.1.	Эксплуатационные затраты, в т.ч.			776 256	809 960	939 689	1 133 159	1 355 964	1 566 573	1 253 313	1 261 892	1 405 560	1 533 955	1 623 540	-
4.1.1.	затраты на топливо			368 788	359 563	392 929	468 531	556 764	640 257	734 885	842 028	966 085	1 108 810	1 185 826	-
	<i>справочно: цена на газ</i>			3 579	4 019	4 627	5 319	6 116	7 034	8 089	9 270	10 661	12 249	13 070	-
	<i>индекс роста цены на газ</i>				1,12	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,07	-
4.2.	Арендная плата по объектам инвестирования, подлежащая включению в тариф, тыс. руб., в т.ч.:	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	43 105	47 766	14 674	9 035	2 279 290
	<i>Амортизационные отчисления по объектам инвестирования</i>	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	40 756	46 221	13 890	8 500	1 395 038
	<i>Расходы из прибыли на финансирование ИП (в т.ч. налог на прибыль)</i>	0	0	0	0	0	0	226 213	482 618	97 004	0	0	0	0	805 835
	<i>Налог на имущество по объектам инвестирования</i>	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	2 349	1 545	784	535	78 418
4.2.1.	<i>Инвестиционная составляющая на финансирование ИП, в т.ч.:</i>	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	0	0	0	0	2 164 710
4.2.1.1	<i>Амортизационные отчисления по объектам инвестирования на финансирование ИП</i>	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	0	0	0	0	1 285 671
	<i>- на возврат кредитов</i>	8 364	6 351	80 728	138 881	52 968	52 968	52 961	0	0	0	0	0	0	393 220
	<i>- на возврат собственных средств Инвестора</i>	0	0	0	27 719	206 189	305 867	193 725	98 584	0	0	0	0	0	832 085
	<i>- на обслуживание привлеченных кредитов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<i>- на обеспечение доходности на инвестированный капитал в размере ставки рефинансирования</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	60 366	0	0	0	0	60 366
4.2.1.2.	<i>Расходы из прибыли на финансирование ИП (в т.ч. налог на прибыль)</i>	0	0	0	0	0	0	226 213	482 618	97 004	0	0	0	0	805 835
	<i>- на возврат кредитов</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>- на возврат собственных средств Инвестора</i>	0	0	0	0	0	0	180 970	11 375	0	0	0	0	0	192 345
	<i>- на обслуживание привлеченных кредитов</i>	0	0	0	0	0	0	0	121 524	0	0	0	0	0	121 524
	<i>- на обеспечение доходности на инвестированный капитал в размере ставки</i>	0	0	0	0	0	0	0	272 551	77 603	0	0	0	0	350 154

№	Наименование	Факт	Факт	Принято ЛенРТК	Перспективный период										Итого
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
	<i>рефинансирования</i>														
	- на уплату налог а на прибыль	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168	19 401	0	0	0	0	141 811
4.2.1.3.	<i>Налог на имущество по объектам инвестирования</i>	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	0	0	0	0	73 204
4.3.	Прибыль по производственной деятельности (2% - 6,5%), тыс. руб.			15 525	16 488	17 345	18 195	19 105	20 041	81 465	82 023	91 361	99 707	105 530	-
	Рентабельность производственной деятельности, %			2,0%	2,0%	1,8%	1,6%	1,4%	1,3%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	-
5. Показатели эффективности инвестиций в целом по ИП															
5.1.	Статические показатели														
5.1.1.	<i>Срок окупаемости ИП без учета дисконтирования с начала реализации ИП (с момента осуществления инвестиций – 03.2009 г.) (PBP), лет</i>	8,1													
5.1.2.	<i>Срок окупаемости ИП без учета дисконтирования (с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования – 08.2014 г.), лет</i>	2,0													
5.2.	Дисконтные показатели														
5.2.1.	<i>Внутренняя норма доходности проекта (IRR), %</i>	12,4%													
5.2.2.	<i>Индекс доходности инвестиций (PI)</i>	1,024													
5.2.3.	<i>Срок окупаемости ИП с учетом дисконтирования с начала реализации ИП (с момента осуществления инвестиций - 03.2009 г.) (DPBP), лет</i>	20,5													
5.2.4.	<i>Срок окупаемости ИП с учетом дисконтирования (с момента ввода в эксплуатацию последнего объекта инвестирования - 08.2014 г.), лет</i>	14,4													

12. График поступления средств на финансирование ИП, тыс. руб.

№	Наименование	Факт	Факт	План	Перспективный период								Итого		
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.		2021 г.	2022 г.
1	График поступления средств из бюджетов различного уровня всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<i>то же нарастающим итогом</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
2	График поступления средств через тарифные источники <u>с НДС</u>	12 271	19 103	102 932	209 598	324 422	437 142	567 173	691 959	189 756	0	0	0	0	2 554 357
	<i>то же нарастающим итогом</i>	<i>12 271</i>	<i>31 374</i>	<i>134 307</i>	<i>343 905</i>	<i>668 327</i>	<i>1 105 469</i>	<i>1 672 642</i>	<i>2 364 601</i>	<i>2 554 357</i>	<i>2 554 357</i>	<i>2 554 357</i>	<i>2 554 357</i>	<i>2 554 357</i>	
3	График поступления средств через тарифные источники <u>без НДС</u>	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	0	0	0	0	2 164 710
	<i>то же нарастающим итогом</i>	<i>10 399</i>	<i>26 589</i>	<i>113 819</i>	<i>291 445</i>	<i>566 379</i>	<i>936 838</i>	<i>1 417 493</i>	<i>2 003 899</i>	<i>2 164 710</i>	<i>2 164 710</i>	<i>2 164 710</i>	<i>2 164 710</i>	<i>2 164 710</i>	
3.1.	За счет тарифа на тепловую энергию (арендной платы с инвестиционной составляющей), в том числе:	10 399	16 189	87 231	177 626	274 934	370 459	480 655	586 406	160 810	0	0	0	0	2 164 710
3.1.1.	Амортизация объектов инвестирования	8 364	6 351	80 728	166 600	259 157	358 835	246 686	98 584	60 366	0	0	0	0	1 285 671
3.1.2.	Средства из прибыли направляемые на финансирование ИП (без налога на прибыль)	0	0	0	0	0	0	180 970	405 450	77 603	0	0	0	0	664 023
3.1.3.	Налог на имущество	2 035	9 839	6 503	11 026	15 777	11 624	7 757	5 204	3 440	0	0	0	0	73 204
3.1.4.	Налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	45 243	77 168	19 401	0	0	0	0	141 811
3.2.	За счет платы за присоединение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Итоговый График поступления средств на финансирование ИП (п.1 + п.2) <u>с НДС</u>	12 271	19 103	102 932	209 598	324 422	437 142	567 173	691 959	189 756	0	0	0	0	2 554 357

13. График перечисления Эксплуатирующей организацией арендной платы Инвестору (с НДС), тыс. руб.

№	Наименование показателя	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	ИТОГО
1.	Арендная плата по объектам инвестирования, в т.ч.	12 271	19 103	102 932	209 598	324 422	437 142	567 173	691 959	189 756	50 864	56 363	17 316	10 662	2 689 562
2.	- Арендная плата на финансирование ИП	12 271	19 103	102 932	209 598	324 422	437 142	567 173	691 959	189 756	0	0	0	0	2 554 357
2.1.	- амортизационные отчисления по объектам инвестирования, направляемые на финансирование ИП	9 869	7 494	95 259	196 588	305 805	423 425	291 090	116 329	71 232	0	0	0	0	1 517 092
	на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	9 869	7 494	95 259	163 880	62 502	62 502	62 494	0	0	0	0	0	0	464 000
	на возврат собственных средств Инвестора	0	0	0	32 708	243 303	360 923	228 596	116 329	0	0	0	0	0	981 860
	на обслуживание кредитов, привлеченных Инвестором	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора в размере ставки рефинансирования	0	0	0	0	0	0	0	0	71 232	0	0	0	0	71 232
2.2.	- налог на имущество по объектам инвестирования	2 402	11 609	7 673	13 010	18 617	13 717	9 153	6 140	4 060	0	0	0	0	86 381
2.3.	- прибыль, направленная на финансирование ИП	0	0	0	0	0	0	266 931	569 489	114 465	0	0	0	0	950 885
	на возврат кредитов, привлеченных Инвестором	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	на возврат собственных средств Инвестора	0	0	0	0	0	0	213 545	13 423	0	0	0	0	0	226 967
	на обслуживание кредитов, привлеченных Инвестором	0	0	0	0	0	0	0	143 399	0	0	0	0	0	143 399
	на обеспечение доходности на инвестированный капитал Инвестора в размере ставки рефинансирования	0	0	0	0	0	0	0	321 610	91 572	0	0	0	0	413 181
	налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	53 386	91 058	22 893	0	0	0	0	167 338

14. Ожидаемые результаты при реализации инвестиционной программы

При выполнении инвестиционной программы должны быть получены (достигнуты) следующие результаты:

- Обеспечен требуемый уровень эффективности, безопасности и надежности функционирования системы теплоснабжения Тосненского муниципального района Ленинградской области.
- Обеспечено качественное и бесперебойное теплоснабжение потребителей на нужды отопления и ГВС;
- Снижение темпов роста эксплуатационных издержек по теплоснабжению за счет повышения технологической эффективности производства и распределения тепловой энергии.
- Достигнуты значения целевых индикаторов, установленные техническим заданием на разработку инвестиционной программы.
- Обеспечено эффективное освоение и возврат вложенных средств при сохранении приемлемой ценовой политики.

15. Контроль хода реализации инвестиционной программы

Контроль хода реализации и мониторинг выполнения инвестиционной программы осуществляется в соответствии с действующим законодательством.

Порядок мониторинга выполнения графика поступления средств на финансирование инвестиционной программы согласовывается сторонами – участниками инвестиционного процесса в соответствующем разделе Договора, заключаемого в целях развития систем коммунальной инфраструктуры Тосненского муниципального района Ленинградской области.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

по реконструкции (модернизации) системы теплоснабжения
Тосненского муниципального района Ленинградской области
на перспективный период 2013-2022 гг.
(утверждено решениями Советами депутатов
муниципальных образований первого уровня
Тосненского муниципального района Ленинградской области,
входящих в зону теплоснабжения ОАО "Тепловые сети")

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

**ДОКУМЕНТЫ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ УСЛОВИЯ КРЕДИТОВАНИЯ НА
ЦЕЛИ ФИНАНСИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ**