

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА
ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КИРСИНСКАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ КОМПАНИЯ»

НА 2016-2018 ГОДЫ

Директор ООО «Кирсинская
теплоснабжающая компания»



Левашов А.Б.

г. Киров

Оглавление

1. Паспорт инвестиционной программы.....	3
2. Цели и задачи инвестиционной программы.....	5
3. Текущая ситуация.	5
4. Сводная оценка потребности в инвестициях, источники финансирования. ..	7
4.1. Мероприятия.	7
4.1.1. Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) 7	
4.1.2. Внедрение конденсаторных установок	8
4.1.3. Замена двух насосов подпитки тепловой сети.....	9
4.1.4. Замена трех сетевых насосов.....	9
4.1.5. Замена питательного и двух консольных насосов.	9
4.1.6. Модернизация котлоагрегатов КЕ-25-14С.....	10
4.1.7. Замена пакетов экономайзера и воздухоподогревателя котлоагрегата ТС-35 №3.11	
4.2. Плановые показатели инвестиционной программы.....	11
4.3. Объем вложений и источники финансирования инвестиционной программы ООО «КТК». 12	
5. Выводы и заключения.	12

Приложения:

- форма №2-ИП ТС «Инвестиционная программа».
- форма №3-ИП ТС «Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации мероприятий инвестиционной программы».
- форма №4-ИП ТС «Показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения».
- форма №5-ИП ТС «Финансовый план».
- сводный график реализации мероприятий инвестиционной программы.
- копии договоров аренды имущества.
- предварительный расчет тарифа с учетом реализации инвестиционной программы.
- показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения в динамике за 3 года (2013-2015гг)
- сметы по мероприятиям инвестиционной программы
- расчет фактического удельного расхода условного топлива на выработку единицы тепловой энергии.

1. Паспорт инвестиционной программы.

Форма №1-ИП ТС

Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения ООО «Кирсинская теплоснабжающая компания»

Наименование организации, в отношении которой разрабатывается инвестиционная программа	Общество с ограниченной ответственностью «Кирсинская теплоснабжающая компания»			
Местонахождение регулируемой организации	юр.адрес: 610002, Кировская обл., г.Киров, ул.Красноармейская, 1а обособленное подразделение: 612820, Кировская обл., Верхнекамский р-он, г.Кирс, ул.Ленина, 1			
Сроки реализации инвестиционной программы	2016-2018 гг			
Лицо, ответственное за разработку инвестиционной программы	Директор Левашов Алексей Борисович			
Контактная информация лица, ответственного за разработку инвестиционной программы	тел. (8332) 218-046 e-mail: bagram@bagram.kirov.ru, vasonle@rambler.ru			
Наименование органа исполнительной власти субъекта РФ, утвердившего инвестиционную программу	Департамент жилищно-коммунального хозяйства Кировской области			
Местонахождение утвердившего инвестиционную программу органа	610000, г. Киров, ул. Дерендяева, 23			
Должностное лицо, утвердившее инвестиционную программу	<i>Глава департамента ЖКХ Кировской области Кирилл Моисей Иванович</i>			
Дата утверждения инвестиционной программы	<i>07.07.2015</i>			
Наименование органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	<i>Администрация Кирсинского городского поселения Верхнекамского района Кировской области</i>			
Местонахождение согласовавшего инвестиционную программу органа	<i>ул. Кирова, д-16, 2-Кирс, Верхнекамского района Кировской области</i>			
Должностное лицо, согласовавшее инвестиционную программу	<i>Глава администрации Кирсинского городского поселения Ушаков Александр Николаевич</i>			
Дата согласования инвестиционной программы	<i>19.06.2015 №902</i>			
Контактная информация лица, ответственного за согласование инвестиционной программы	<i>8 833 39 2-14-99</i>			
Плановые и фактические значения показателей надёжности и энергетической эффективности				
Наименование	Факт	2016	2017	2018
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1	0,31	0,31	0,24	0,21

Гкал/час установленной мощности				
Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	198,1	198,1	198,1	195,9

Директор ООО «КТК»



Левашов А.Б.

2. Цели и задачи инвестиционной программы.

Основными целями инвестиционной программы являются:

- Повышение эффективности работы системы централизованного теплоснабжения.
- Повышение надежности работы системы теплоснабжения.
- Снижение износа оборудования и сооружений.

Сводные показатели, достижение которых планируется в результате реализации программы, представлены в приложении.

Достижение вышеперечисленных целей будет возможно за счет выполнения следующих мероприятий:

- Замена оборудования, имеющего предельный физический износ, на современное менее энергоёмкое.
- Автоматизация процессов выработки теплоэнергии.

3. Текущая ситуация.

ООО «КТК», являясь ресурсоснабжающей организацией, для оказания услуг по теплоснабжению и ГВС арендует следующее имущество:

- здание главного корпуса ТЭЦ, здание барбатера, 4-этажное. Договор на аренду недвижимого имущества б/н от 01.10.2014 с ООО «Основа».
- муниципальное имущество, необходимое для оказания услуг по теплоснабжению (основное: тепловые сети, 2 паровых котла ТС-35 №1, 2, дымовая труба и пр.). Договор аренды №23/2014 от 08.09.2014.
- преобразователь частоты Е1-РТ002-100Н, насос центробежный ЦНСГ 105-343, котел Е-25-14 (№03807), котел Е-25-14 (№01170); турбогенератор ТГМ-500. Договор аренды №29 от 01.09.2014 с ООО «Легион».
- сооружение склада угля. Договор аренды недвижимого имущества б/н от 15.08.2014 с ООО «Легион».

Копии договоров аренды приложены к инвестиционной программе.

Установленная мощность ТЭЦ, согласно ведомости технико-экономических характеристик котельной, составляет 98,245 Гкал/час. Располагаемая мощность ТЭЦ составляет 71,0 Гкал/ч.

В ТЭЦ установлено три паровых котла ТС-35/39, производительностью 35 т/ч, давлением 39 кг/см² и два паровых котла КЕ-25-14С, производительностью 25 т/ч, давлением 13 кг/см². Котлы оборудованы топками для слоевого сжигания каменного угля с беспровальными цепными решетками БЦР, а так же необходимое вспомогательное оборудование. Паровой котел ТС-35/39 однобарабанный, вертикально водотрубный. Номинальная паро - производительность котла 35т/ч, давление в барабане 25кг/см², температура перегретого пара 420°С, температура питательной воды 101°С. Поверхности нагрева, (м²): радиационная-133, фестона-96, водяного экономайзера-850, воздухонагревателя-550. Объём топочной камеры 146м³. Подача топлива в топку осуществляется двумя питателями скребкового типа с пневматическим разбрасыванием частиц топлива по глубине решетки. Питатели оборудованы регуляторами слоя топлива и регулятором скорости подачи топлива. Полотно колосниковой решетки имеет четыре скорости вращения. Подача воздуха производится вентилятором с расчётной производительностью 41300м³/ч и полным напором 170мм. рт. ст. при температуре воздуха 300°С. Регулирование подачи воздуха производится дистанционно упрощённым направляющим аппаратом вентилятора, и шиберами позонного дутья. Удаление газов производится дымососом с расчётной производительностью 6500м³/ч и полным напором

170мм.рт.ст. Регулирование тяги осуществляется дистанционно направляющим аппаратом. Для улавливания золы в газоходе перед дымососом установлен жалюзийный золоуловитель. Зола с котлов удаляется с помощью системы гидрозолоудаления.

Для хранения, подготовки, подачи топлива имеется топливоподача в составе ж/д тупика, склада хранения топлива, двух скреперных лебёдок, дробилок, транспортеров и бункеров топлива паровых котлов.

Для приготовления воды, идущей на питание паровых котлов, имеется химическая водоподготовка в составе: двух механических и трёх натрийкатионитовых фильтров, солерастворителя, трёх деаэраторов ДА-100, дренажного бака, двух насосов сырой воды, подогревателей химочищенной воды. Из деаэраторов вода питательными насосами подаётся в котлы.

Из котлов пар поступает в главную паровую магистраль. Затем через редукционную охладительную установку (РОУ) пар поступает в коллектор редуцированного пара ($P=1,5\text{кг/см}^2$) на четыре подогревателя сетевой воды ПСВ 315-14-23, сторонним потребителям и на собственные нужды. Расход отпущенной тепловой энергии определяется по расходу и разности температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе.

Основным топливом является каменный уголь.

Температурный график тепловой сети 95/70 С. Система теплоснабжения – закрытая. Наружные водяные сети проложены в надземном и подземном вариантах.

Электроснабжение ТЭЦ осуществляется от распределительных электросетей ОАО «Кирскабель».

Вода на нужды котельной поступает из Средне-Кирсинского водохранилища.

Сводная ведомость технико-экономических характеристик котельной:

Наименование	Единицы	Марка
Установленная мощность котельной	Гкал/ч	98,245
Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	71,0
Максимальная присоединенная нагрузка	Гкал/ч	40,823 - отопление 1,08 - ГВС
Котел		ТС-35/39 – 3 шт. КЕ-25-14 – 2 шт.
Сетевые насосы		1Д-1250-125 – 1шт; 1Д-315-50 – 1шт; 1Д-500-63 – 1шт; 1Д630-90 – 3шт
Питательные насосы		ПЭ-100-53 – 3шт; ЦНСГ 60-198 - 3шт; ЦНСГА-38-132 – 1шт; ЦНСГА-105-343 – 1шт
Конденсатные насосы		К-80-50-200 – 2шт; 5К-5Х2 – 2 шт.
Насосы подпитки сетевой воды		1Д315-50 – 1шт; 1Д315-50 – 1шт
Насосы сырой воды		К-100-65-250 – 1шт; КМ-80-50-200 – 1шт
Смывные насосы		ЦНСА-180-95 – 1шт; КСМ-150 – 1шт
Эжектирующие насосы		ЦНСА-180-425 – 2шт
Перекачивающие насосы		К 65-50-160 – 1шт; КМ 80-65-160 – 1шт
Вентиляторы		ВД-12 - 1шт; ВД-10-139 – 2шт; ВДН-12,5- 2шт
Дымососы		ДН-15,5 – 3шт

	ДН-15 – 2шт
Скреперные лебедки	ЛС-2№1; ЛС-2№2
Дробилки валковые	ДВ-64№1; ДВ-64№2
Наличие приборов учёта	
Расход тепла	Elkora C-30
Расход сетевой воды	BCX-32
Расход электроэнергии	ЦЭ6803 В

4. Сводная оценка потребности в инвестициях, источники финансирования.

Инвестиционная программа ООО «КТК» направлена на повышение эффективности и надежности работы системы теплоснабжения.

Мероприятия инвестиционной программы соответствуют схеме теплоснабжения г Кирса в полном объеме. Ранее инвестиционные программы не утверждались.

В период 2012-2014 гг КОГУП «Агентство энергосбережения» неоднократно проводило оценку ТЭЦ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В 2013 г. был составлен энергетический паспорт объекта. В результате всех обследований были даны рекомендации по повышению энергетической эффективности объекта, которые легли в основу программы повышения энергетической эффективности и энергосбережения (программа утверждена директором ООО «КТК» Левашовым А.Б. приказом б/н от 25.12.2014). Часть мероприятий также вошли составной частью в инвестиционную программу.

4.1. Мероприятия.

Сводный перечень мероприятий инвестиционной программы с объемом вложений, а также графиком их реализации представлен в приложении.

В соответствии с Правилами №419 мероприятия инвестиционной программы распределены по группам 3.

В группу 3 «Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников» включены мероприятия:

4.1.1. Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

Главная задача автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии это дистанционный сбор данных о потреблении электроэнергии со всех точек учета. При помощи АСКУЭ предприятия можно с минимальными денежными затратами обеспечить своевременный и оперативный учет энергопотребления, контролировать работу электрооборудования, а так же следить за распределением нагрузки в электрических сетях. АСКУЭ промышленных предприятий позволяет оперативно реагировать на аварийные ситуации, это позволяет быстро устранять неполадки. При наличии современной АСКУЭ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты.

Можно выделить две цели, достигаемые с помощью контроля и учета поставки/потребления энергоресурсов, вне зависимости от используемых для этого технических средств:

- обеспечение расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления.
- минимизация производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Смысл создания и использования АСКУЭ заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при минимальных начальных денежных затратах. Величина экономического эффекта от использования АСКУЭ достигает по предприятиям в среднем 15-30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2-3 квартала. На сегодняшний день АСКУЭ предприятия является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия. По мере автоматизации технологических процессов предприятия, снижения степени человеческого участия в производстве и повышения уровня его организации АСКУЭ можно вводить в обратный контур управления энергопотреблением не через энергетика-диспетчера или руководителя, а через соответствующие устройства управления нагрузками-регуляторами.

Для внедрения АСКУЭ предлагается выполнить следующие мероприятия:

- в конце ЛС № 2 и 3 в РУ 6 кВ установить счетчики электроэнергии «Меркурий 233 ART-00RG» (со встроенным GSM модемом) через трансформаторы тока ТВЛМ-6-1000-5А и трансформаторы напряжения 3*ЗНОЛП 6;
- в конце ЛС №1 и в конце Ф12 установить счетчики электроэнергии «Меркурий 233 ART-00R» через ТК ТВЛМ-6-1000-5Аи ТН 3*ЗНОЛП 6;
- в голове линий №2,4,5,7,8,9,10,11 в РУ 6 кВ установить счетчики электроэнергии «Меркурий 233 ART-00R» через ТТ ТВЛМ-6-(400,300,300,300,400,600,400,400)-5А и ТН 3*ЗНОЛП 6;
- в РУ 0,4 кВ ТП №9 в голове присоединений объектов ОАО «Кирскабель» (компьютерная сеть, центральная проходная, аварийное освещение, охранное освещение) установить 3счетчика электроэнергии «Меркурий 233 ART-03R» и 1 «Меркурий 233 ART-03RG» (со встроенным GSM модемом) через ТТ ТТИ-(250, 400, 250, 200) 5 5ВА соответственно;
- в РУ 0,4 кВ ТП №9 в конце линии резерва от ТП №5 установить счетчик электроэнергии «Меркурий 233 ART-03RG» (со встроенным GSM модемом) через ТТ ТТИ-1000 5А 15ВА;
- в РУ 0,4 кВ ТП №13 в голове присоединения цеха ТВС установить счетчик электроэнергии «Меркурий 233 ART-03RG» (со встроенным GSM модемом) через ТТ ТТИ-200 5 5ВА;

Учет потребленной электрической энергии вести по учетным приборам в РУ 6 кВ ТЭЦ в конце ЛС 1,2,3 и Ф 12 (за вычетом показаний учетных приборов в РУ 6 кВ ТЭЦ в голове Л 2, 5, 7, 8, 9, 10, 11 и в РУ 0,4 кВ от ТП №9 центральная проходная, компьютерная сеть, охранное освещение, аварийное освещение) + в РУ 0,4 кВ на линии резерва от ТП №5 + в РУ 0,4 кВ ТП №13 ввод 1.

Экономия электроэнергии после внедрения АСКУЭ составит не менее 15% годовых затрат и будет равна $3\,329\,300 \text{ кВт} \cdot 15\% = 485\,895 \text{ кВт}$ При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **1 720 тыс.руб. с НДС.**

Суммарные затраты на внедрение АСКУЭ составят **2 116 тыс.руб. с НДС.**

Окупаемость затрат на внедрение АСКУЭ составит $2116/1720 = 1,23$ года.

4.1.2. Внедрение конденсаторных установок

Мероприятие позволит получить экономию потребления активной мощности трансформаторов, электродвигателей, что в конечном счете будет выражаться в снижении потребления электроэнергии.

Внедрение регулируемых конденсаторных установок на ТСН №1,2,3 со стороны 0,4кВ АУКРМ-0,4-400-25-ухл4 (0,4кВ, 400кВАр, 8 ступеней регулирования по 25кВАр).

При средней потребляемой мощности в зимний период около 600 кВт и $\cos \varphi = 0,7$, коэффициент потерь составляет 10-15%.

После внедрения конденсаторной установки снижение потребления активной мощности составит $\Delta W_c = \left\{ \frac{1/\cos^2\varphi_1 - 1/\cos^2\varphi_2}{1/\cos^2\varphi_1} \right\} \cdot K_p \cdot 100\% = 5,4\%$, где:

$\cos \varphi_1 = 0,7$;

$\cos \varphi_2 = 0,94$ (достигнутое значение после установки АУКРМ);

$K_p = 0,12$, усредненный коэффициент потерь.

Экономия за 1 год составит $3\,329\,300 \text{ кВт} \cdot 5,4\% = 179\,782 \text{ кВт}$. При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **636 тыс.руб. с НДС**.

Суммарные затраты составят **1 400 тыс.руб. с НДС**.

Окупаемость мероприятия составит $1400 / 636 = 2,2$ года

4.1.3. Замена двух насосов подпитки тепловой сети

Планируется заменить 2 насоса (1 в работе, 1 резервный) подпитки теплосети 1Д 315-50 (55кВт) на 2 насоса Wilo IL-E 80/160-11/2 с электронным бесступенчатым регулированием производительности и датчиками. Давление в обратном коллекторе сетевой воды будет поддерживаться автоматически.

При среднечасовой фактической подпитке 10 тн экономия электроэнергии за 1 час работы нового насоса равна 15 кВт. Годовая экономия электроэнергии составит $15\text{кВт} \cdot 24\text{ч} \cdot 231\text{д} = 83\,160 \text{ кВт}$. При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **294 тыс.руб. с НДС**.

Стоимость 2-х насосов с установкой составляет **945 тыс.руб. с НДС**.

Окупаемость мероприятия составит $945 / 294 = 3,21$ года эксплуатации одного насоса.

4.1.4. Замена трех сетевых насосов

После выполнения гидравлической наладки для обеспечения циркуляции теплоносителя с расчетными характеристиками планируются к замене на новые сетевые насосы. Расчетные характеристики сети: расход – 616,3 м³/ч, напор – 32,92 м.вод.ст. С учетом запаса на неучтенные гидравлические потери (+10%) рабочая точка должна иметь следующие параметры: 616,3 м³/ч, напор – 36,3 м.вод.ст. Данным требованиям соответствуют параллельно подключенные насосы марки Wilo NL 150/400-55-4-12 с двигателем мощностью 55,0 кВт. Потребляемая мощность в рабочей точке 38,6 кВт. Существующая фактическая мощность при работе двух параллельно включенных насосов Wilo NL 150/400-45-4-12 составляет 77,2 кВт.

По замеренным данным существующие сетевые насосы потребляют в отопительный сезон $224 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии. В летнее время работает циркуляционный насос. Годовая экономия электроэнергии составит $(224 - 77,2) \cdot 24\text{ч} \cdot 231\text{д} = 813\,859 \text{ кВт}$. При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **2 881 тыс.руб. с НДС**.

Стоимость 3-х насосов с установкой составляет **2 666 тыс.руб. с НДС**.

Срок окупаемости составит: $2\,666 / 2\,881 = 0,93$ года.

4.1.5. Замена питательного и двух консольных насосов.

Замена существующего питательного насосного агрегата марки ПЭ-100-54 (320кВт) на насосный агрегат ЦНСГА 60-231 (75кВт). Годовая экономия электроэнергии составит $(320 - 75) \cdot 7\text{ч} \cdot 231\text{д} = 396\,165 \text{ кВт}$. При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **1 402 тыс.руб. с НДС**.

Стоимость насоса с установкой составляет **510 тыс.руб. с НДС**.

Срок окупаемости составит: $510 / 1\,402 = 0,36$ года.

Замена 2-х существующих консольных насосных агрегатов марки К-80-50-200 (15кВт) на насосные агрегаты 4Кс 20-50 (7,5кВт), 1Кс 50-55 (15кВт). Годовая экономия

электроэнергии составит $(15-7,5)*24*231д=41\ 580$ кВт. При тарифе 3,54 руб./кВт годовая экономия составит **147 тыс.руб. с НДС.**

Стоимость насосов с установкой составляет **411 тыс.руб. с НДС.**

Срок окупаемости составит: $411/147 = 2,8$ года.

4.1.6. Модернизация котлоагрегатов КЕ-25-14С.

Планируется установить систему автоматики котлов КЕ-25-14С.

Функции автоматики котла:

1. Измерение и сигнализация: в автоматике котла КЕ-25-14С применяется световая и звуковая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы.

2. Регулирование процесса горения: автоматическое регулирование подачи топлива в топку котла в зависимости от давления пара в барабане котла.

3. Уровень воды: автоматика котла КЕ-25-14С обеспечивает автоматическое регулирование уровня воды в верхнем барабане котла.

4. Разряжение: автоматика КЕ-25-14С обеспечивает регулирование разрежения в топке котла, соотношения «топливо-воздух» с помощью МЭО либо частотных преобразователей установленных на вентиляторе (ВДН) и дымососе (ДН).

5. Защита: автоматика котла КЕ-25-14С обеспечивает останов котла в случае изменения заданных технологических параметров:

- повышения давления пара в барабане котла,
- повышения температуры пара на выходе из котла,
- понижения давления воздуха,
- уменьшения разрежения в топке котла,
- отклонения уровня в барабане котла,
- исчезновения напряжения в цепях защиты,
- аварийной остановке дымососа и вентилятора;

6. Контроль и регистрация: автоматика котла КЕ-25-14 обеспечивает контроль и регистрацию следующих параметров:

- регистрация уровня воды в барабане,
- давления пара в барабане котла,
- расхода пара на выходе из котла
- температуры пара на выходе из котла.

В автоматике котла КЕ-25-14С установлен электронный самописец - четырехканальный «Термодат»17М5, фиксирующий первопричину аварии.

Годовая экономия от внедрения автоматики котла составит 1% от потребления топлива. Также уменьшится потребление электроэнергии на 5%.

Также планируется установка системы погодного регулирования подачи теплоносителя. Мероприятие позволит снизить потребление топлива и повысить срок службы оборудования. Управление контуром тепловых сетей будет производиться на базе контроллера. Данный контроллер автоматически управляет работой контура при помощи трехходового регулирующего клапана с электроприводом, на основании показаний датчика температуры теплоносителя и температуры наружного воздуха обеспечивает регулирование температуры в системе по выбранному отопительному графику.

Принцип работы данной системы: терморегулятор, на основании полученных с датчиков данных, выдает управляющий сигнал на исполнительный механизм клапана, сокращая или увеличивая подмес воды из водогрейного контура котельной.

На двигатели дымососов и вентиляторов рекомендуется установка частотных преобразователей. Преобразователь частоты позволяет чрезвычайно гибко и экономично управлять электродвигателями насосов. Применение частотного регулирования электродвигателями позволяет автоматически поддерживать скорость, момент, давление на выходе насоса или иной регулируемый параметр, повысить производительность и ресурс оборудования, экономить электроэнергию в размере **208 тыс.руб.**

Годовая экономия от внедрения автоматизации котельной составит 1% от потребления топлива.

Годовая экономия в денежном выражении: $0,01 * 75\,695 = 757$ тыс.руб., в натуральном выражении 229 тн угля.

Суммарная экономия составит $757 + 208 = 965$ тыс.руб.

Стоимость работ по модернизации составит 2 211,453 тыс. руб. с НДС

4.1.7. Замена пакетов экономайзера и воздухоподогревателя котлоагрегата ТС-35 №3.

Техническое состояние парового котла ТС-35 не удовлетворяет требованиям нормативно-технической документации в области промышленной безопасности. Согласно заключению экспертизы промышленной безопасности (по результатам технического диагностирования) для приведения котла в справное состояние необходимо обеспечить выполнение мероприятий по восстановлению исправного состояния котла. Перечень мероприятий поименован в локальной смете №7/2.

Стоимость работ 23 500,178 тыс.руб. с НДС

4.2. Плановые показатели инвестиционной программы.

Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации соответствующих мероприятий Инвестиционной программы, содержатся в форме № 3-ИП ТС:

- удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии – снижение показателя по котлоагрегатам КЕ-25-14 будет достигнуто при установке системы автоматики котлов. Годовая экономия от внедрения автоматизации котельной составит 229 тн угля в натуральном выражении. Расчет фактического удельного расхода условного топлива на выработку единицы тепловой энергии приведен в приложении.

- показатель износа объектов теплоснабжения – снижение износа по объектам инвестиционной программы будет достигнуто в процессе полной замены насосного оборудования и замены элементов котлоагрегатов ТС-35, КЕ-25-14.

Марка	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	% износа до реализации мероприятий (2016)	% износа 2017	% износа 2018	% износа после реализации мероприятий
1Д 630-90	сетевой	1987		100%	7%	14%	21%
ПЭ-100-53	питательный	1994		100%	7%	14%	21%
К 80-50-200	конденсатный	1994		100%	7%	14%	21%
1Д315-50-А	подпиточный	1994		100%	7%	14%	21%
1Д315-50	подпиточный	1994		100%	7%	14%	21%
1Д 500-63	сетевой	1974		100%	7%	14%	21%
КЕ-25-14 (заводской номер	паровой	1987	1999	81%	81%	73%	73%

01170)							
КЕ-25-14 (заводской номер 03807)	паровой	1987	1993	81%	81%	73%	73%
ТС-35 №3 (заводской номер 2010)	паровой	1958	1997	97%	97%	97%	58%
Износ объектов				97%	74%	76%	50%

4.3. Объем вложений и источники финансирования инвестиционной программы ООО «КТК».

Общие затраты на реализацию настоящей инвестиционной программы составляют 33 759.63 тыс.руб. с НДС (28 609.86 тыс.руб. без НДС) за 2016-2018 год. По всем мероприятиям составлены сметы и приложены к инвестиционной программе.

Затраты на выполнение инвестиционной программы складываются из совокупности затрат на реализацию входящих в нее мероприятий. В расчет финансовых потребностей включены затраты на выполнение проектно-изыскательских, строительного-монтажных работ, прочие расходы в зависимости от этапов по каждому конкретному объекту.

После выполнения рабочего проекта и поиска подрядчика по каждому конкретному мероприятию возможна корректировка суммы затрат.

Источниками финансирования инвестиционной программы ООО «КТК» являются собственные средства.

Расчет расходов и источников финансирования для реализации инвестиционной программы представлен в приложении.

Расчет изменения тарифа по годам в связи с реализацией программы представлен в приложении.

5. Выводы и заключения.

На основании предоставленных данных можно сделать вывод, что реализация предлагаемых мероприятий позволит достичь ожидаемых результатов программы, а также остановить ежегодную отрицательную динамику показателей надежности и энергетической эффективности.

Директор ООО «КТК»



Левашов А.Б.

**Инвестиционная программа
ООО "Кирсинская теплоснабжающая компания"
(наименование регулируемой организации)
в сфере теплоснабжения на 2016-2018 гг**

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики					Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс руб. (с НДС)				Остаток финансовых ресурсов	в т.ч. за счет главы за подпрограмму
				Наименование показателя (мощность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	до реализации мероприятия	после реализации мероприятия	Значение показателя			Всего	2016	2017	2018		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:																
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей																
1.1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей, за исключением тепловых сетей, в целях подключения новых тепловых сетей																
1.2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей																
1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей																
1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей																
Всего по группе 1																
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей																
Всего по группе 2																
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих тепловых сетей																
3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей																
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей																
3.2.1	Вводные аппаратов (АСХВ)	Современный и точный учет энергопотребления, контроль работы электрооборудования, правильное распределение нагрузки в электрических цепях. Экономия в потреблении электроэнергии 15%.	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	3 329	2 830	2016	2016	2 116,00	2 116,00			0,00	0,00	
3.2.2	Вводные регулирующих конденсаторных установок	Экономия потребления активной мощности трансформаторов, снижение потерь электроэнергии с 10-15% до 5,4%. Предлагается установить регулирующие конденсаторные установки на ТОН №1,2,3 со стороны 0,4 кВ АУБРМ-0,4-400-25-Ум4.	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	3 329	3 150	2016	2016	1 400,00	1 400,00			0,00	0,00	
3.2.3	Замена 2-х насосов подпитки тепловой сети	Снижение расхода энергии за счет использования менее энергоемкого оборудования, устранение износа оборудования. Замена 2-х существующих подпиточных насосных агрегатов марки ПД 315-50 (55кВт) на 2 насоса Wilo IL-E 80/160-11/2	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	305	222	2016	2016	945,00	945,00			0,00	0,00	
3.2.4	Замена 3-х сетевых насосов	Снижение расхода энергии за счет использования менее энергоемкого оборудования, устранение износа оборудования. Замена существующих сетевых насосных агрегатов марки ПД 630-80 (315кВт) - 2 ед., ПД 600-63 (160кВт) - 1 ед. на насосы Wilo NL 150/400-55-4-12	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	1 242	428	2016	2016	2 666,00	2 666,00			0,00	0,00	
3.2.5	Замена питающего насоса	Снижение расхода энергии за счет использования менее энергоемкого оборудования, устранение износа оборудования. Замена существующего питающего насоса агрегата марки ПД 100-53 (30кВт) на насосный агрегат ЦРГА 60-231 (75кВт)	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	517	121	2016	2016	510,00	510,00			0,00	0,00	
3.2.6	Замена 2-х консольных насосов	Снижение расхода энергии за счет использования менее энергоемкого оборудования, устранение износа оборудования. Замена 2-х существующих консольных насосных агрегатов марки К-80-50-200 (15кВт) на насосные агрегаты АК-20-50 (7,5кВт), ТИ-50-55 (15кВт)	Здание главного корпуса ТЭЦ	годовое потребление электроэнергии	тыс кВт·ч	83	42	2016	2016	411,00	411,00			0,00	0,00	
3.2.7	Модернизация котлагрегатов КЕ-26-14	Автоматизация котлагрегатов позволит снизить потребление топлива и повысить срок службы оборудования.	Здание главного корпуса ТЭЦ	расход угля	%	100%	99%	2017	2017	2 211,45	2 211,45			0,00	0,00	
3.2.8	Замена пакетов экономайзера и конденсаторов котлагрегата ТС-35 №3	Значительное износа трубной части экономайзер 100% воздухоподогреватель 100%. Замена позволит повысить эффективность и надежность работы котла	Здание главного корпуса ТЭЦ					2016	2016	23 500,18	3 205,00	9 041,55	11 253,63	0,00	0,00	
Всего по группе 3										33 759,63	11 253,00	11 253,00	11 253,63	0,00	0,00	
Группа 4. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения																
Всего по группе 4																
Группа 5. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов централизованного теплоснабжения																
5.1. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж тепловых сетей																
5.2. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж иных объектов систем централизованного теплоснабжения																
Всего по группе 5																
ИТОГО по программе										33 759,63	11 253,00	11 253,00	11 253,63	0,00	0,00	

Руководитель регулируемой организации

**Плановые значения показателей,
достижение которых предусмотрено в результате реализации
мероприятий инвестиционной программы
ООО "Кирсинская теплоснабжающая компания"**
(наименование регулируемой организации)
в сфере теплоснабжения на 2016-2018 гг

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	фактические значения	Плановые значения				
				Утвержденный период	в т.ч. по годам реализации			
					2016	2017	2018	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя	кВт*ч/м3						
2	Удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя	т.у.т./Гкал т.у.т./м3 <*>	198,10	195,90	198,10	198,10	195,90	
3	Объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей	Гкал/час						
4	Износ объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации Инвестиционной программы	%	97%	76%	97%	74%	76%	
5	Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	Гкал в год % от полезного						
6	Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	тонн в год для воды <*> куб.м для пара <****>						
7	Показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду, определяемые в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды:	в соответствии с законодательством РФ об охране окружающей среды						

Руководитель регулируемой организации
М.П.

Левашов Алексей Борисович



**Показатели надежности
и энергетической эффективности объектов централизованного
теплоснабжения ООО "Кирсинская теплоснабжающая компания"**
(наименование регулируемой организации)

№ п/п	Наименование объекта	Показатели надежности				Показатели энергетической эффективности															
		Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на 1 км тепловых сетей		Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности		Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг ут/Гкал			Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети			Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям									
		Текущее значение	Плановое значение		Текущее значение	Плановое значение		Текущее значение	Плановое значение		Текущее значение	Плановое значение		Текущее значение	Плановое значение						
2016	2017		2018	2016		2017	2018		2016	2017		2018	2016		2017	2018					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	ООО "КТК"					0,31	0,31	0,24	0,21	198,00	198,10	198,10	195,90								

Руководитель регулируемой организации
М.П.

Леванов Алексей Борисович



Финансовый план

ООО "Кирсисинская теплоснабжающая компания"

(наименование регулируемой организации)

в сфере теплоснабжения на 2016-2018 гг

№ п/п	Источники финансирования	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс.руб. без НДС)				
		по видам деятельности	Всего	по годам реализации инвестпрограммы		
		теплоснабжение		2016	2017	2018
1	2	3	5	6	7	8
1.	Собственные средства	28 609,86	28 609,86	9 536,44	9 536,44	9 536,98
1.1.	амортизационные отчисления					
1.2.	прибыль, направленная на инвестиции	28 609,86	28 609,86	9 536,44	9 536,44	9 536,98
1.3.	средства, полученные за счет платы за подключение					
1.4.	прочие собственные средства, в т.ч. средства от эмиссии ценных бумаг					
2.	Привлеченные средства					
2.1.	кредиты					
2.2.	займы организаций					
2.3.	прочие привлеченные средства					
2.4.	Процент по инвестиционному кредиту					
3.	Бюджетное финансирование					
4.	Прочие источники финансирования, в т.ч. Лизинг					
	ИТОГО по программе	28 609,86	28 609,86	9 536,44	9 536,44	9 536,98

Руководитель ресурсоснабжающей организации
М.П.

Левашов Алексей Борисович



**График реализации инвестиционной программы
ООО "Кирсинская теплоснабжающая компания"**

(наименование регулируемой организации)

в сфере теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятий/ вид работ	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс.руб. (с НДС)	2016	2017	2018
1	Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)	2 116,00	2 116,00		
2	Внедрение регулируемых конденсаторных установок	1 400,00	1 400,00		
3	Замена 2-х насосов подпитки тепловой сети	945,00	945,00		
4	Замена 3-х сетевых насосов	2 666,00	2 666,00		
5	Замена питательного насоса	510,00	510,00		
6	Замена 2-х консольных насосов	411,00	411,00		
7	Модернизация котлоагрегатов КЕ-25-14	2 211,45		2 211,45	
8	Замена пакетов экономайзера и воздухоподогревателя котлоагрегата ТС-35 №3	23 500,18	3 205,00	9 041,55	11 253,63
	Итого	33 759,63	11 253,00	11 253,00	11 253,63

Руководитель регулируемой организации
М.П.



Левашов Алексей Борисович

ДОГОВОР АРЕНДЫ № 23/2014

Муниципального имущества, необходимого для оказания услуг населению г. Кирс по теплоснабжению

Лот № 1

г. Кирс

«08» сентября 2014 г.

Отдел по управлению имуществом Верхнекамского района, действующий от имени муниципального образования Верхнекамский муниципальный район Кировской области, именуемый в дальнейшем «Арендодатель», в лице заведующей отделом по управлению имуществом Кармановой Ольги Владимировны, действующей на основании Положения, утвержденного решением Верхнекамской районной Думы от 21.07.2011 №6/48, с одной стороны, и Общество с ограниченной ответственностью «Кирсинская теплоснабжающая компания», в лице директора Левашова Алексея Борисовича, действующего на основании Устава, далее именуемое «Арендатор», с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», принимая во внимание, что Арендатор является победителем проведенного Арендодателем конкурса (Протокол проведения торгов по продаже права аренды муниципального имущества от «26» августа 2014г. № 13-2), заключили настоящий Договор аренды (далее – Договор) о нижеследующем:

1. Предмет договора

1.1. Арендодатель на условиях настоящего договора предоставляет, а Арендатор принимает во временное владение, пользование имущество, необходимое для оказания услуг населению г. Кирс по теплоснабжению. Приложение № 2 к договору аренды (далее по тексту – Имущество) за плату для использования в соответствии с его техническими характеристиками.

1.2. Использование Имущества по целевому назначению, указанному в пункте 1.1, осуществляется в соответствии с:

- Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»

Изменения целевого назначения имущества не допускается.

1.3. Согласно экспертного заключения по результатам проведенных исследований и анализа рыночных данных от 30.04.2014., представленного ООО «Авантаж-оценка», рыночная стоимость арендной платы данного имущества в год составляет 726 205 рублей 00 копеек (Семьсот двадцать шесть тысяч двести пять рублей 00 копеек) в год (с НДС).

1.4. Имущество передается для оказания услуг населению г. Кирс теплоснабжению

1.5. Срок действия договора 3 года с момента заключения договора

2. Арендная плата

2.1. Ежегодная плата за использование указанного в п.1.1 имущества по результатам состоявшегося конкурса составляет 726 205 рублей 00 копеек (Семьсот двадцать шесть тысяч двести пять рублей 00 копеек) в год, в т.ч. НДС 110 777 рублей 03 копейки (Сто десять тысяч семьсот семьдесят семь рублей 03 копейки)

2.2. Арендная плата вносится с момента подписания сторонами акта-приема передачи имущества в месте его нахождения, ежемесячно в размере 1/12 части годовой суммы, не позднее 10 (десятого) числа текущего месяца.

НДС уплачивается в сроки, определенные для внесения арендной платы, размер налога устанавливается в соответствии с законодательством РФ.

2.3. Указанная в п. 2.1. арендная плата вносится на счет УФК по Кировской области (Отдел по управлению имуществом Верхнекамского района), ИНН/КПП 4305000620/430501001, р/с 40101810900000010001 в ГРКЦ ГУ Банка России по Кировской области, БИК 043304001, код платежа 919 1 11 05035 05 0000 120, ОКТМО 23607101. НДС перечисляется на счет УФК по Кировской области (МРИ ФНС №2 Кирс), ИНН/КПП 4303001233/430301001, р/с 40101810900000010001 в ГРКЦ Банка России по Кировской области, БИК 043304001, код платежа 182 1 03 01000 01 1000 110.

2.4. Арендатор считается надлежащим образом исполнившим свою обязанность по внесению арендной платы и НДС в момент перечисления денежных средств на соответствующие счета получателей.

3. Иные обязанности сторон

3.1. Обязанности Арендодателя:

3.1.1. Передать имущество не позднее 7 дней с даты подписания договора по акту приема – передачи.

3.2. Обязанности Арендатора:

3.2.1. Эксплуатировать данные объекты теплоснабжения в целях и в порядке, которые установлены пунктом 1.4 настоящего договора, оказывать потребителям услуги в сфере теплоснабжения, обеспечивать при осуществлении деятельности с использованием данных объектов возможность получения потребителями соответствующих услуг, а также подключать потребителей к данным объектам и (или) новым объектам теплоснабжения.

3.2.2. Обеспечить сохранность инженерных сетей, коммуникаций и оборудования, находящихся в составе имущества и функционально связанных с ним.

3.2.3. Без разрешения Арендодателя не совершать действий, направленных на переоборудование имущества.

При совершении действий, указанных в части первой настоящего пункта, Арендатор обязан ликвидировать последствия в срок, установленный Арендодателем, и возместить убытки.

3.2.4. Соблюдать технические, санитарно-эпидемиологические, противопожарные и иные обязательные нормы, предъявляемые к данному имуществу в соответствии с его назначением.

3.2.5. Немедленно уведомлять Арендодателя о событиях и действиях, нанесших или имеющих реальную возможность нанести ущерб имуществу, немедленно принимать меры к устранению причин или последствий.

3.2.6. Беспрепятственно обеспечивать представителям Арендодателя доступ к имуществу для проверки соблюдения условий договора.

3.2.7. Обеспечивать надлежащее состояние имущества.

3.2.8. Производить за свой счет текущий и капитальный ремонт имущества.

Стоимость произведенного капитального ремонта имущества может быть возмещена Арендатору в сумме фактических затрат, в пределах согласованной сметы расходов, только при наличии следующего:

- предварительного согласия Арендодателя на проведение капитального ремонта,
- утвержденного Арендодателем перечня предстоящих работ и сметы расходов,
- акта приема выполненных работ при участии Арендодателя,
- документов о фактических затратах на проведение капитального ремонта.

Возмещение стоимости капитального ремонта осуществляется путем зачета суммы в счет встречных однородных (денежных) обязанностей Арендатора. Зачет производится пропорционально суммам, подлежащим перечислению всем получателям платежей.

3.2.9. По окончании срока действия договора передать имущество в семидневный срок Арендодателю в надлежащем состоянии с учетом нормального износа по акту приема-передачи.

Если при возврате имущества будут обнаружены недостатки, возникшие в период пользования имуществом по данному договору, Арендатор обязан возместить стоимость работ, необходимых для устранения недостатков, а также иные убытки.

Стоимость работ определяется Арендодателем на основании сметы расходов.

3.2.10. При изменении фирменного наименования, места нахождения (для индивидуальных предпринимателей - места жительства), почтового адреса, банковских реквизитов, исполнительного органа юридического лица, принятия решения о реорганизации или ликвидации, Арендатор обязан в трехдневный срок уведомлять Арендодателя.

При неисполнении обязанности, предусмотренной настоящим пунктом, все письменные документы (претензии, исковые заявления, уведомления об изменении арендной платы и т.п.) считаются доставленными Арендатору, если отправлены на имя и по адресу, указанному в разделе «Юридические адреса и реквизиты сторон» настоящего договора.

4. Ответственность сторон

4.1. В случае несвоевременного внесения арендной платы, Арендатор уплачивает Арендодателю пеню в размере 0.1 % за каждый день просрочки от неуплаченной суммы.

4.2. При нарушении пунктов 3.2.1., 3.2.2., 3.2.3. договора Арендатор обязан уплатить штраф в размере годовой суммы арендной платы.

5. Основания и порядок досрочного расторжения договора

5.1. Договор может быть досрочно расторгнут по соглашению Сторон, а также по иным основаниям, предусмотренным гражданским законодательством РФ.

5.2. Арендодатель имеет право требовать досрочного расторжения договора дополнительно по следующим основаниям:

5.2.1. При однократном нарушении Арендатором п.3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 договора;

- 5.2.2. При существенном нарушении п.3.2.4 договора;
- 5.2.3. При не обеспечении Арендатором в течение двух дней беспрепятственного доступа к имуществу представителей Арендодателя в соответствии с п.3.2.6. договора;
- 5.2.4. В случае реорганизации в виде выделення, разделения Арендатора – юридического лица;
- 5.2.5. В случае сдачи имущества в субаренду, передачи прав и обязанности по настоящему договору иному лицу, а также распоряжение иными способами имуществом или правами на него без согласия Арендодателя;
- 5.2.6. В случае не внесения арендной платы более двух раз подряд по истечении срока платежа, установленного п.2.2 договора
- 5.2.7. В случае неполного (частичного) внесения арендной платы, если размер задолженности превышает сумму двукратной месячной арендной платы.
- 5.3. При наличии у Стороны права требовать расторжения договора в связи с нарушением его условий другой Стороной, данное требование предъявляется в суд только после письменного уведомления должника и невыполнении им обязанности в течение 20 дней с момента получения уведомления.

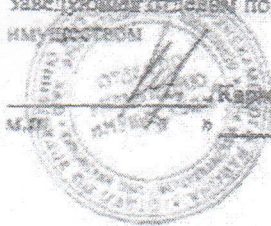
6. Иные условия договора

- 6.1. Арендатор вправе с согласия арендодателя сдавать в субаренду арендуемое им муниципальное имущество в соответствии с требованиями, установленными нормами статьи 17.1 Федерального закона от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции»
- Договор субаренды не может быть заключен на срок, превышающий срок договора аренды.
- К договорам субаренды применяются правила о договорах аренды, если иное не предусмотрено законом.
- 6.2. Неотделимые улучшения производятся Арендатором только по разрешению Арендодателя. Возмещение стоимости неотделимых улучшений не производится, если иное не предусмотрено дополнительным соглашением сторон.
- 6.2. Риск случайной гибели или случайного повреждения имущества лежит на Арендаторе.
- 6.3. Увеличение цены договора на коэффициент- дефлятор возможно не чаще 1 раза в год
- 6.4. Споры по ненадлежащему исполнению обязанностей, досрочному расторжению настоящего договора разрешаются путем переговоров. Если в ходе рассмотрения споров Стороны не придут к соглашению, они вправе обратиться в суд.
- 6.5. Изменения, дополнения и поправки к договору будут действительны только тогда, когда сделаны в письменной форме, подписаны уполномоченными лицами.
- 6.6. Настоящий Договор составлен и подписан в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу.
- 6.7. К настоящему договору прилагаются и являются его неотъемлемой частью:
- Приложение № 1 – Акт приема-передачи имущества.
- Приложение № 2 – Перечень имущества, необходимого для оказания услуг населению г. Кирс по теплоснабжению

7. Юридические адреса и реквизиты Сторон

Отдел по управлению имуществом
Верхнекамского района.
Адрес: 612820, Кировская область,
г. Кирс, ул. Кирова, д.16.
ИНН/КПП 4305000620/430501001
ОКАТО 33207501000
Заведующий отделом по управлению
имуществом

Карманова О.В./
м.п. «_____» _____ 2014г.



Общество с ограниченной ответственностью
«Кирсинская теплоснабжающая компания»

Адрес: 610002, г. Киров, ул. Красноармейская, 1А
ИНН/КПП 4345384041/434501001
Отделение № 8612 Сбербанка России
Р/С 40702810127000001460
БИК 043304609
Директор ООО «КТК»

Директор ООО «КТК»

Деслятова Л.Б./
м.п. «_____» _____ 2014г.

