СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ КНИГА II

РАЗРАБОТАНО Инженер-проектировщик ООО «ИВЦ «Энергоактив»/ И.К.Курбатов /	СОГЛАСОВАНО Генеральный директор ООО «ИВЦ «Энергоактив/С.В.Лопаш	
« <u></u> »_ М.П	2014 г.	

СОСТАВ ПРОЕКТА

		СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					
	1	Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения					
	2	Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей					
	3	Перспективные балансы теплоносителя					
V	4	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии					
Книга І	5	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей					
	6	Перспективные топливные балансы					
	7	Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение					
	8	Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)					
	9	Решения о распрелении теппорой нагрузки межлу					
	10	Решение по бесхозяйным тепловым сетям					
	ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ						
	1 Существующее положение в сфере производства, передач потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения						
	2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения					
	3	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки					
Книга II	4	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах					
	5	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии					
	6 Предложения по строительству и реконструкции то сетей и сооружений на них						
	7						
	8 Оценка надежности теплоснабжения 9 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию техническое перевооружение						
	10	Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации					

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

	СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,				
1	ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ	4			
I		4			
	ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ				
2	ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ	36			
	ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	30			
_	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ	70			
3	ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	50			
	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ				
	ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО				
4		52			
4	1				
	УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ				
	РЕЖИМАХ				
	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И				
5	ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ	56			
	ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ				
	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ	- 1			
6	ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	64			
7	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	70			
8	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	72			
9	ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО,	85			
	РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ				
1.0	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ	101			
10	ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	121			
	- 1 1				

1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

На территории муниципального образования Дугдинский сельсовет действует одна теплоснабжающая организация:

- ОАО «Коммунальные системы БАМа».

В таблице 1.1 представлены договорные отношения в сфере теплоснабжения.

Таблица 1.1 Договорные отношения в сфере теплоснабжения

Теплоисточник	Тепловы	іе сети	Конечный потребитель
теплоисточник	Магистральные сети	Квартальные сети	консчный потреойтель
ООО «КСБ»	ООО «КСБ»	ООО «КСБ»	Жилой фонд Объекты образования Объекты здравоохранения Прочие объекты

Зоны действия систем теплоснабжения представлены на рис. 1.1.

В муниципальном образовании Дугдинский сельсовет теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а так же отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей, не подключенных к центральному теплоснабжению, осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.

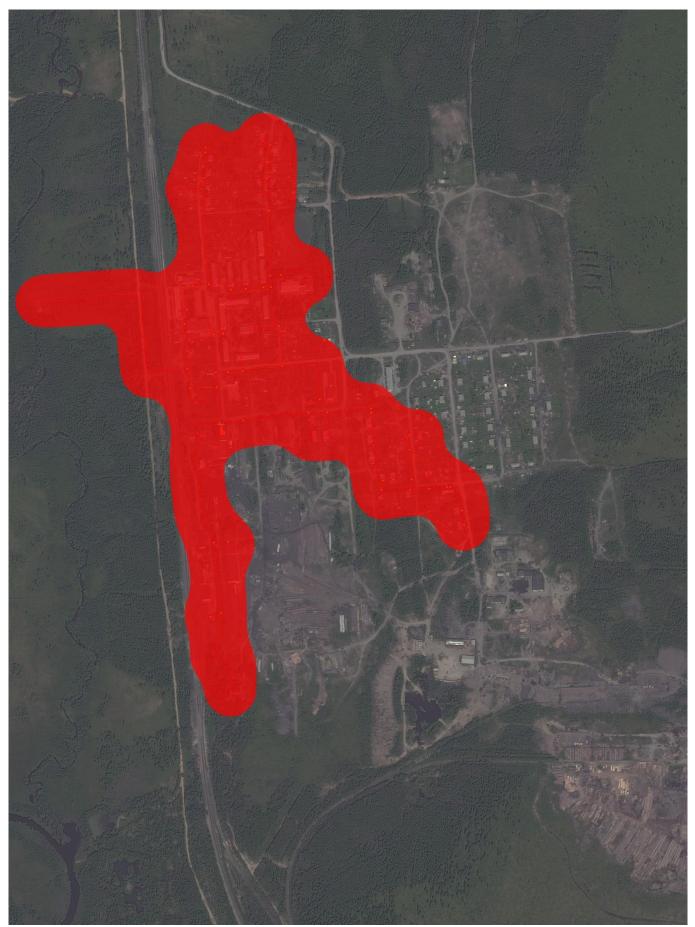


Рис. 1.1 - Зоны действия систем теплоснабжения муниципального образования Дугдинский сельсовет

1.2 Источники тепловой энергии

- В муниципальном образовании Дугдинский сельсовет центральное теплоснабжение осуществляется от одного источниа тепловой энергии:
- Котельная п. Дугда, работающая на угле с установленной тепловой мощностью 17 Гкал/час и подключенной тепловой нагрузкой 3,21 Гкал/час.

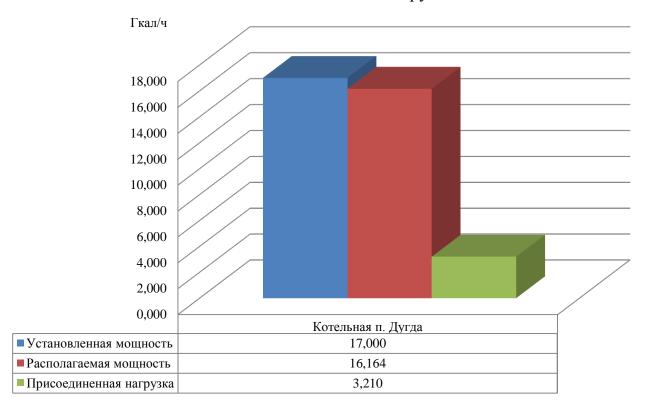


Рис. 1.2 – Распределение мощностей источников тепловой энергии

Характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные характеристики котлоагрегатов

Марка котла	Кол-во, шт.	Вид топлива	Установленная мощность, Гкал/час	КПД котла, %
KEB-6,5-14C	4	уголь	17	82

<u>Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности</u>

Согласно информации, предоставленной заказчиком, ограничения по тепловой мощности на рассматриваемых теплоисточниках отсутствуют.

<u>Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на</u> собственные и хозяйственные нужды

Объём потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности НЕТТО представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Структура выработки тепловой энергии НЕТТО.

Наименование источника	Произведено тепловой энергии всего за год, Гкал/год	Объём потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/год	Тепловая энергия НЕТТО, Гкал/год
Котельная п. Дугда	17677,30	2133,60	15543,70

Способ регулирования отпуска тепловой энергии

На источнике тепловой энергии для потребителей регулирование отпуска тепла выполнено центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Температурный график котельных 105/70°C при расчетной наружной температуре - 40°C.

Температурные графики отпуска тепловой энергии для источников тепла расположенных на территории муниципального образования Дугдинский сельсовет представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Результаты расчета графика температур – 95/70°C для Котельной п. Дугда

Температурный график 95/70				
Температура наружного воздуха	Температура в обратном трубопроводе, ^О С			
8	39,7	34,7		
7	41,1	35,7		
6	42,4	36,6		
5	43,7	37,5		
4	45,0	38,4		
3	46,3	39,2		

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

	Температурный график 95/70	
Температура наружного	Температура в подающем	Температура в обратном
воздуха	трубопроводе, ^О С	трубопроводе, ^О С
2	47,6	40,1
1	48,9	41,0
0	50,1	41,8
-1	51,4	42,6
-2	52,6	43,4
-3	53,8	44,2
-4	55,0	45,0
-5	56,2	45,8
-6	57,4	46,6
-7	58,6	47,4
-8	59,8	48,1
-9	61,0	48,9
-10	62,1	49,6
-11	63,3	50,4
-12	64,5	51,1
-13	65,6	51,9
-14	66,8	52,6
-15	67,9	53,3
-16	69,0	54,0
-17	70,2	54,7
-18	71,3	55,5
-19	72,4	56,2
-20	73,5	56,9
-21	74,6	57,5
-22	75,7	58,2
-23	76,8	58,9
-24	77,9	59,6
-25	79,0	60,3
-26	80,1	60,9
-27	81,2	61,6
-28	82,3	62,3
-29	83,4	62,9
-30	84,4	63,6
-31	85,5	64,3
-32	86,6	64,9
-33	87,6	65,6
-34	88,7	66,2
-35	89,8	66,8
-36	90,8	67,5
-37	91,9	68,1
-38	92,9	68,7
-39	94,0	69,4
-40	95,0	70,0

Среднегодовая загрузка оборудования

Количество отпущенной тепловой энергии, среднесуточный отпуск тепловой энергии и среднегодовая загрузка котельных муниципального образования Дугдинский сельсовет за 2013 г. представлены в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии,	Располагаемая мощность теплоисточника,	Среднечасовой отпуск тепла, Гкал/час	Среднегодовая загрузка оборудования, %
	Гкал	Гкал/час	т кал/час	ооорудования, %
Котельная п. Дугда	17677,30	16,164	2,982	18,45

Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На источниках тепловой энергии отсутствует узлы учёта тепловой энергии. В связи с чем объём выработанной тепловой энергии определяется расчетным методом.

<u>Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой</u> энергии

Данные по статистике отказов и восстановления основного оборудования источников тепловой энергии не предоставлены.

<u>Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации</u> источников тепловой энергии

Информация о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации отсутствуют.

1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения муниципального образования Дугдинский сельсовет и суммарные характеристики участков тепловых сетей представлены в таблице 1.6

Таблица 1.6 – Структура тепловых сетей

Наименование источника тепловой энергии	Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исчислении), м	Внутренний объем трубопроводов тепловой сети, м3
Котельная п. Дугда	7176,09	155,604

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схема теплоснабжения традиционная - централизованная, с закрытым и открытым разбором. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие одновременно тепло на отопление и горячее водоснабжение. Теплоноситель - сетевая вода.

На рисунке 1.3 представлена схема тепловых сетей муниципального образования Дугдинский сельсовет.

Подробная схема тепловых сетей котельной п. Дугда представлена в приложении №1



Рисунок 1.3 - Схема тепловой сети от Котельной п. Дугда

Параметры тепловых сетей

В системах централизованного теплоснабжения для отопления и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий муниципального образования Дугдинский сельсовет в качестве теплоносителя принята вода.

Параметры тепловых сетей, находящихся на территории муниципального образования Дугдинский сельсовет, представлены в таблице 1.7.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

Таблица 1.7 – Параметры тепловых сетей

Участок	Диаметр, мм	Длина, м	Тип изоляции	Способ прокладки	Год прокладки	Назначение тепловой сети
		Четырехтруб	ная прокладка	•	-	
УТ25-2627-31	0,159	345,5	Маты минераловатные	подземная	1988	Отопление
УТ1-УТ2	0,089	65,25	Маты минераловатные	подземная	1988	Отопление
УТ27-Д/С,УТ27-на жд.	0,059	82,75	Маты минераловатные	подземная	1988	Отопление
УТ2627-31	0,159	327,09	Маты минераловатные	подземная	1988	ГВС
УТ25-26	0,1	18,4	Маты минераловатные	подземная	1988	ГВС
УТ27-Д/С,УТ27-на жд.	0,059	82,75	Маты минераловатные	подземная	1988	ГВС
КотУТ1,УТ10-УТ12-КНС,УТ13- УТ16,УТ23-25	0,159	1036	Маты минераловатные	надземная	1988	Отопление
ОЭРП-УТ35-УТ36	0,1	254,3	Маты минераловатные	надземная	1988	Отопление
УТ2-УТ3-УТ6-,УТ-13-УТ14,УТ23-Шк УТ24,УТ32-УТ34	0,089	569,25	Маты минераловатные	надземная	1988	Отопление
УТ10-ПНС,КНС,УТ13- КНС3,жил.д.,УТ36-37-СБО	0,059	250,7	Маты минераловатные	надземная	1988	Отопление
УТ12-13-14-15-16,УТ226-27-31- УТ6,УТ16-32,УТ32-25	0,1	1030,5	Маты минераловатные	надземная	1988	ГВС
УТ25-УТ-18,УТ16-17	0,059	603,6	Маты минераловатные	надземная	1988	ГВС
УТ1-УТ6-УТ10, УТ16-УТ-17, УТ18- УТ23, УТ23-УТ24, УТ6-УТ-31, УТ1-УТ- 35-ОЭРП	0,159	1270	Маты минераловатные	надземная	2002	Отопление
Временный поселок от сельсовета п. Дугда	0,108	1240	Маты минераловатные	надземная	1979	Отопление

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Во всех системах теплоснабжения муниципального образования Дугдинский сельсовет применяется преимущественно стальная арматура. На диаметрах трубопроводах до 50 мм используется запорная арматура вентильного и шарового типа, на диаметрах свыше 50 мм – клинового.

Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Камеры и павильоны устраиваются в местах установки оборудования теплопроводов: задвижек, сальниковых компенсаторов, спускных и воздушных кранов, мертвых опор и др. Строительная часть камер часто выполняется из кирпича, а также из монолитного бетона или железобетона. Сборный железобетон главным образом применяется для устройства перекрытий.

Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

График регулирования отпуска тепла предоставлен в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Температурный график Котельной п. Дугда

	Температурный график 95/70					
Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе, ${}^{\rm O}{ m C}$	Температура в обратном трубопроводе, ^О С				
8	39,7	34,7				
7	41,1	35,7				
6	42,4	36,6				
5	43,7	37,5				
4	45,0	38,4				
3	46,3	39,2				
2	47,6	40,1				
1	48,9	41,0				
0	50,1	41,8				
-1	51,4	42,6				
-2	52,6	43,4				

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

Температурный график 95/70				
Температура наружного	Температура в подающем	Температура в обратном		
воздуха	трубопроводе, ^О С	трубопроводе, ^О С		
-3	53,8	44,2		
-4	55,0	45,0		
-5	56,2	45,8		
-6	57,4	46,6		
-7	58,6	47,4		
-8	59,8	48,1		
-9	61,0	48,9		
-10	62,1	49,6		
-11	63,3	50,4		
-12	64,5	51,1		
-13	65,6	51,9		
-14	66,8	52,6		
-15	67,9	53,3		
-16	69,0	54,0		
-17	70,2	54,7		
-18	71,3	55,5		
-19	72,4	56,2		
-20	73,5	56,9		
-21	74,6	57,5		
-22	75,7	58,2		
-23	76,8	58,9		
-24	77,9	59,6		
-25	79,0	60,3		
-26	80,1	60,9		
-27	81,2	61,6		
-28	82,3	62,3		
-29	83,4	62,9		
-30	84,4	63,6		
-31	85,5	64,3		
-32	86,6	64,9		
-33	87,6	65,6		
-34	88,7	66,2		
-35	89,8	66,8		
-36	90,8	67,5		
-37	91,9	68,1		
-38	92,9	68,7		
-39	94,0	69,4		
-40	95,0	70,0		

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

<u>Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их</u> соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Накопления статистических данных по авариям и отказам элементов схемы теплоснабжения не предоставлены.

<u>Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых</u> сетей за последние 5 лет

Накопления статистических данных по восстановлениям элементов схемы теплоснабжения не предоставлены.

Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим в рассматриваемой схеме теплоснабжения используется визуальный метод диагностики состояния тепловых сетей.

Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей.

Согласно требованиям «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (Минэнерго Росси №115 от 24.03.03 г) и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей проводятся ежегодно.

<u>Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии,</u> теплоносителя.

Согласно требованиям «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (Минэнерго Росси №235 от 24.03.03 г) и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей проводятся ежегодно.

Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя

Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии рассчитаны согласно методике изложенной в приказе от 30 декабря 2008 г. №325 «Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

<u>Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации</u> участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписаний надзорных органов о запрещении эксплуатации участков тепловой сети на момент разработки схемы теплоснабжения нет.

<u>Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к</u> <u>тепловым сетям</u>

Теплоносителем является сетевая вода с максимальной температурой 80°/70°С. Теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме.

По способу регулирования отпуска тепловой энергии от источников принят качественный метод регулирования температуры теплоносителя, т.е. температура теплоносителя изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, а расход теплоносителя в системе потребления остается постоянным.

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.12.2009г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а установленных приборов учета В эксплуатацию. также многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Сведения о фактической оснащенности потребителей тепловой энергии приборами учета тепловой энергии предоставлены не были.

<u>Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых)</u> организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Тепломеханическое оборудование на источниках централизованного теплоснабжения имеет низкую степень автоматизации. Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки не имеют средств телемеханизации. Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью и доступом в интернет, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей и обслуживающего персонала.

<u>Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов,</u> насосных станций

На территории муниципального образования Дугдинский сельсовет отсутствуют тепловые пункты и насосные станции.

Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов.

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Статья 15, пункт 6. Федерального закона от 27 июля 2022 года № 190-ФЗ: «В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или

городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. № 580.

На основании статьи 225 Гражданского кодекса РФ по истечении года со дня постановки бесхозяйной недвижимой вещи на учет орган, уполномоченный управлять муниципальным имуществом, может обратиться в суд с требованием о признании права муниципальной собственности на эту вещь.

По результатам инвентаризации бесхозных тепловых сетей на территории поселения не выявлено.

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

На момент разработки схемы теплоснабжения муниципального образования существующая зона действия систем теплоснабжения источников тепловой энергии, выглядит следующим образом:

 – зона действия Котельной п. Дугда – п. Дугда, теплоисточник обеспечивает нужды поселения на теплоснабжение с присоединённой тепловой нагрузкой 3,21 Гкал/ч;

Зоны действия систем теплоснабжения представлены на рис. 1.1.

1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

Установленная мощность источника тепловой энергии — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

<u>Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах</u> <u>территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха</u>

В муниципальном образовании Дугдинский сельсовет отсутствуют административные районы. В связи с этим, отображение значений потребления тепловой энергии приведено по каждому источнику тепловой энергии отдельно.

Расчетная температура наружного воздуха для муниципального образования Дугдинский сельсовет по СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» (СП 131.13330.2012) принята равной -41 °C.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха приведены в таблице 1.9.

Таблицы 1.9 – Значения потребления тепловой энергии при расчетных

температурах наружного воздуха

1 11 13	' 'J		
Наименование потребителей тепловой	Теплоснабжение	Вентиляция	Всего
энергии		Гкал/час	
Котельная п. Дугда	3,21	-	3,21

Описание случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах муниципального образования Дугдинский сельсовет не используются.

<u>Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах</u> <u>территориального деления за отопительный период и за год в целом</u>

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом сведены в таблицу 1.10.

Таблица 1.10 — Значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наименование потребителей тепловой энергии	Потребление тепловой Потребления тепловой энерги за год в целом за отопительный период	
	Гкал/год	
Котельная п. Дугда	10561,40	10561,40

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии расчетными элементами территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии приведены в таблице 1.9.

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

<u>Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии</u>

На основании предоставленных данных о присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах источника был составлен баланс тепловой мощности и присоединенной нагрузки по тепловым источникам, приведенный в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Баланс тепловой мощности

Показатели	Котельная п. Дугда	
Установленная мощность, Гкал/ч	17,000	
Располагаемая мощность, Гкал/ч	16,164	
Собственные нужды, Гкал/ч	0,649	
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	15,515	
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	1,514	
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	3,210	

<u>Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой</u> энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

В таблице 1.12. приведен расчет резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии муниципального образования Дугдинский сельсовет.

Таблица 1.12 – Резервы и дефициты тепловой мощности нетто

Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей и потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %
Котельная п. Дугда	15,515	5,373	10,142	65,37

Анализ таблицы 1.12 показывает, что дефициты тепловой мощности на источниках тепловой энергии поселка Дугда не возникают.

<u>Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния</u> дефицитов на качество теплоснабжения

По фактическим данным в настоящее время зон с дефицитом тепловой энергии нет, располагаемой мощности источников, хватает для покрытия существующих нагрузок, гидравлический режим теплосети позволяет обеспечивать всех подключенных потребителей.

Во избежание возникновения дефицитов и ухудшения качества теплоснабжения рекомендуется:

- 1. Разработать и соблюдать программу мероприятий по экономии топлива, программу мероприятий по достижению нормативных значений, программу мероприятий по снижению расходов технической воды, электроэнергии и тепла на собственные нужды.
- 2. Ежедневно проводить анализ технического состояния работы оборудования и технико-экономических показателей работы станции.
- 3. Регулярно проводить работы по наладке и испытаниям оборудования. Эти работы проводятся до и после ремонтов оборудования, а также при отклонении показателей работы от нормативных значений.
- 4. Вести учет, контроль и выполнение директивных документов Минэнерго России и Ростехнадзора России по вопросам повышения надежности и безопасности работы энергооборудования.

- 5. Вести учет и расследование нарушений в работе энергооборудования, разработать мероприятий по предупреждению аналогичных нарушений.
 - 6. Установка приборов учёта выработанной тепловой энергии.

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

В соответствии с данными, предоставленными заказчиком, на всех источниках тепловой энергии имеются резервы по тепловой мощности.

Для всех существующих источников тепловой энергии муниципального образования Дугдинский сельсовет зона их действия входит в зону радиуса эффективного теплоснабжения.

В связи с вышеизложенным, расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.

1.7 Балансы теплоносителя

Утвержденный баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия системы теплоснабжения и источников тепловой энергии

Баланс производительности водоподготовительных установок складывается из нижеприведенных статей:

- объем воды на заполнение наружной тепловой сети, м³;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м³;
- объем воды на собственные нужды котельной, м³;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м³;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м³.

В процессе эксплуатации необходимо чтобы ВПУ обеспечивала подпитку тепловой сети, расход потребителями теплоносителя (ГВС) и собственные нужды котельной.

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м³, вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{cemu} = \sum v_{di} l_{di}$$

где

 v_{di} - удельный объем воды в трубопроводе i-го диаметра протяженностью 1, ${
m M}^3/{
m M}$;

 l_{di} - протяженность участка тепловой сети i-го диаметра, м;

п - количество участков сети;

Объем воды на заполнение тепловой системы отопления внутренней системы отопления объекта (здания)

$$V_{om} = v_{om} * Q_{om}$$

где

 v_{om} – удельный объем воды (справочная величина v_{om} =30 м³/Гкал/ч);

 Q_{om} - максимальный тепловой поток на отопление здания (расчетнонормативная величина), Гкал/ч.

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения закрытая система

$$V_{no\partial n} = 0.0025 \cdot V$$

где

V - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления, м 3 . открытая система

$$V_{no\partial n} = 0.0025 \cdot V + G_{coc}$$

где

 $G_{\it csc}$ - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение, м 3 .

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16. Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и

соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах.

Результаты расчетов (баланс производительности) по источникам тепловой энергии приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Баланс производительности водоподготовительных установок

Наименование	Заполнение	Подпитка тепловой	Заполнение системы
теплоисточника	тепловой сети, т/ч	сети, т/ч	отопления потребителей, т
Котельная п. Дугда	155,604	0,630	96,303

<u>Утверждённый баланс производительности водоподготовительных установок</u> <u>теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в</u> аварийных режимах

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.17. Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника,

аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Результаты расчетов на аварийную подпитку тепловой сети по источникам тепловой энергии приведены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Баланс производительности водоподготовительных установок

Источник тепловой энергии	Расход воды на аварийную подпитку тепловой сети, т/ч
Котельная п. Дугда	5,038

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Отчётные данные по количество сожжённого основного и резервного топлива источниками теплоснабжения муниципального образования Дугдинский сельсовет представлены в таблице 1.15.

Данные о количество потребленного основного топлива приведены за 2013 г.

Таблица 1.15 - Фактические расходы основного и резервного топлива

Источник тепловой	Затрачено условного топлива, тут.	Затрачено натурального топлива, тонны
энергии		уголь
Котельная п. Дугда	3739,00	4487,00

Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Для источников тепловой энергии муниципального образования Дугдинский сельсовет основным видом топлива является уголь. Топливо поставляется железнодорожным транспортом. В период расчетных температур уголь поставляется в рабочем режиме.

1.9 Надежность теплоснабжения

<u>Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями</u>

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- источник теплоты 0,97;
- тепловые сети 0,9;
- потребитель теплоты 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»)

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
 - максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в жилых и общественных зданий до 12 °C, промышленных зданий до - 8 °C.

Анализ аварийных отключений потребителей не был произведен с связи с отсутствием данных по авариям и отключениям системы теплоснабжения.

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей не был произведен с связи с отсутствием данных по авариям и отключениям системы теплоснабжения.

1.10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Основные технико-экономические показатели предприятия - это система измерителей, абсолютных и относительных показателей, которая характеризует хозяйственно-экономическую деятельность предприятия. Комплексный характер системы технико-экономических показателей позволяет адекватно оценить деятельность отдельного предприятия и сопоставить его результаты в динамике.

Ниже представлены в таблицы 1.16 технико-экономические показатели для источников тепловой энергии, характеризующие хозяйственно-экономическую деятельность.

Таблица 1.16 – Технико – экономические показатели

Наименование показателя	Котельная п. Дугда
Установленная мощность, Гкал/час	17,000
Располагаемая мощность, Гкал/час	16,164
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	17677,30
Расход на собственные нужды, Гкал/год	2133,60
Отпуск в сеть, Гкал/год	15543,70
Потери, Гкал/год	4982,30
Полезный отпуск, Гкал/год	10561,40
Потребление топлива, тонны	4487,00
Потребление топлива, т.у.т	3739,00
Удельный расход условного топлива на выработку, т.у.т./Гкал	0,212

1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

В таблице 1.17 представлены утвержденные тарифы на тепловую энергию для муниципального образования. На рис.1.4 представлена динамика изменений утвержденных тарифов для населения.

Таблица 1.17 – Ретроспектива утвержденных тарифов для населения

Период	Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал
OAO «Ko	ммунальные системы БАМа»
2012 год	2259,56
2013 год	2493,47
2014 год	3088,90

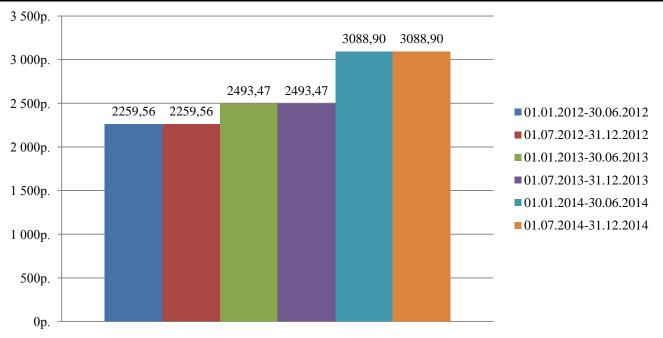


Рис. 1.4 – Динамика изменений утвержденных тарифов для населения

Плата на подключение к тепловым сетям устанавливается для лиц, осуществляющих строительство и (или) реконструкцию здания, сооружения, иного объекта, в случае, если данное строительство, реконструкция влекут за собой увеличение нагрузки.

Плата за подключение вносится на основании публичного договора, заключаемого теплосетевой организацией с обратившимися к ней лицами, осуществляющими строительство и (или) реконструкцию объекта.

Указанный договор определяет порядок и условия подключения объекта к тепловым сетям, порядок внесения платы за подключение.

Плата за работы по присоединению внутриплощадочных и (или) внутридомовых сетей построенного (реконструированного) объекта капитального строительства в точке подключения к тепловым сетям Общества определяется соглашением сторон. В состав данной платы включаются:

- работы по врезке построенных сетей в существующую сеть;
- объем слитого, в результате выполнения работ по присоединению объектов заказчика к тепловой сети, теплоносителя и объем потерянной с теплоносителем тепловой энергии по тарифам, утвержденным в установленном законодательством порядке.

Согласно ч.3 ст. 13 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2022 г. (20) потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора, в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в порядке, установленном статьей 16 настоящего Федерального закона.

В соответствии со ст. 16 ФЗ-190:

1. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от

тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

- 2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.
- 3. Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

При этом нормы ФЗ четко не определяют, каким именно соглашением размер платы подлежит урегулированию. В связи с этим представляется, что размер платы может быть урегулирован как в рамках договора оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, так и в рамках самостоятельного формализованного соглашения сторон о размере платы, либо же посредством включения условия о размере платы непосредственно в договор теплоснабжения.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, в рассматриваемый период 2009 – 2012гг. не взималась.

Решения об тарифов установлении на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям, платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, а также платы за подключение к системе теплоснабжения на 2013 год принимаются органами регулирования в течение одного месяца со дня вступления в силу методических указаний, предусмотренных подпунктом «а» пункта 3 постановления от 22 октября 2012 г. №2275 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

Проблемы в организации качественного теплоснабжения на текущий момент связаны с высоким износом тепловых сетей и их теплоизоляционных конструкций. По причине сверхнормативных потерь тепловой энергии через теплоизоляцию и с утечками происходит недоотпуск тепловой энергии. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей.

Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения на данный момент обусловлены высоким износом тепловых сетей и малой их резервируемостью. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей.

Развитие систем теплоснабжения замедлено по причине недостатка инвестиций в развитие источников теплоснабжения и тепловых сетей. Решение возможно путем включения в тарифы теплоснабжающих организаций инвестиционной составляющей.

Проблем с надежностью и эффективностью снабжением топливом в действующих системах теплоснабжения не наблюдается.

Предписания надзорных органов по источникам тепловой энергии отсутствуют.

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Поставщиком тепловой энергии в муниципальном образовании Дугдинский сельсовет является котельная п. Дугда.

ОАО «Коммунальные системы БАМа» обслуживает, в границах муниципального образования, одну котельную с магистральными и квартальными тепловыми сетями с общей протяжённостью в двухтрубном исчислении 7,176 км.

Существующие значения потребления тепловой энергии приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Значения потребления тепловой энергии в базовый период

Наименование	Ен ном	Вид тепловой нагрузки		Dagra
теплоисточника	Ед. изм.	Отопление	Вентиляция	Всего
Котельная п. Дугда	Гкал/час	3,210	-	3,210
	Гкал/год	10561,40	-	10561,40

2.2 Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов

Для прогноза прироста площадей строительных фондов муниципального образования произведён расчёт численности населения.

Расчет численности населения на расчетный срок произведен по методу статистического учета естественного и миграционного прироста населения с пролонгацией и корректировкой выявленных тенденций и учетом колебания возрастных групп населения.

По состоянию на 01.01.2014г. численность населения муниципального образования составила 701 человек.

Расчет перспективной численности населения производится по следующей формуле:

$$H_{\pi} = H_{\phi} * (1 + \frac{K_{\pi p}}{100})^{T},$$

где Н_п - расчетная численность населения через Т лет, человек;

Н_ф - фактическая численность населения;

К_{пр} – коэффициент общего прироста населения;

Т – число лет, на которое прогнозируется расчет.

При прогнозировании были определены два сценария динамики численности населения.

В первом сценарии рассматривались сложившиеся тенденции демографических процессов с 2012 по 2014 год.

Второй сценарий основывается на сформировавшейся в последние годы тенденции положительной динамики демографических процессов: повышение рождаемости, снижение смертности, снижение численности выбывших граждан, что позволяет прогнозировать дальнейшее улучшение демографической обстановки.

Улучшение уровня и качества жизни, медицинского обслуживания, улучшение социальной поддержки населения в последние годы формирует существенные предпосылки для дальнейшего роста рождаемости и увеличения продолжительности жизни. Данный социальный подход отражён и в таких документах, как "Концепция социально-экономического развития России до 2020 года".

Во втором сценарии был спрогнозирован рост численности населения в формируемых условиях концепции и направлений схемы территориального планирования, в новых условиях развития экономики и социума, обуславливающих развитие позитивных демографических процессов и снижение негативных факторов.

Обобщенные данные о перспективной численности населения по первому и второму сценариям представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Прогноз численности населения

Наименование	По состоянию на	_			_	численно , тыс. чел	
показателя	01.01.2014 г. чел.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019 - 2023г.	2024- 2029г.
	Первый вариант						
Численность населения	701	699	697	695	693	683	671
Прирост, убыль		-2	-2	-2	-2	-10	-12
		Второй	вариант				
Численность населения	701	702	703	703	703	706	709
Прирост, убыль		1	1	0	0	3	3

Тенденция последних лет показывает убыль численности населения в муниципальном образовании Дугдинский сельсовет, и пока нет никаких предпосылок к изменению ситуации, поэтому для расчёта перспективного прироста площади принимаем первый вариант динамики численности населения.

2.3 Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

При отсутствии точных данных по проектам существующей застройки для расчета были приняты укрупнённые показатели максимального теплового потока на отопление для жилых зданий на 1 m^2 общей площади.

Прогноз теплопотребления на основе темпов снижения теплопотребления для вновь строящихся зданий был выполнен в соответствии с Приказом Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 г. № 262 "О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений".

Для новых жилых и общественных зданий высотой до 75 м включительно (25 этажей) предусматривается следующее снижение по годам нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по классу энергоэффективности В ("высокий") по отношению к базовому уровню:

Для вновь возводимых зданий:

- на 15% с 2011 г. согласно таблице 2.3 и 2.4;
- на 30% с 2016 г. согласно таблице 2.5 и 2.6;

- на 40% с 2020 г. согласно таблице 2.7 и 2.8.

Для реконструируемых зданий и жилья экономического класса:

- на 15% с 2016 г.;
- на 30% с 2020 г.

Устанавливается снижение удельного потребления горячей воды жилых зданий по отношению к среднему фактическому потреблению:

- с 2011 года 130 л/сут.;
- с 2016 года 110 л/сут.;
- с 2020 года 85 л/сут.

Таблица 2.3 - Нормируемый с 2011 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, кДж/(м2. °C.сутки)

OTOHERDOMOG HEOMORY HOMOR W ²	С числом этажей					
Отапливаемая площадь домов, м ²	1	2	3	4		
60 и менее	119	-	-	-		
100	106	115	-	1		
150	93.5	102	110.5	1		
250	85	89	93.5	98		
400	1	76.5	81	85		
600	-	68	72	76.5		
1000 и более	-	59.5	64	68		

Таблица 2.4 - Нормируемый с 2011 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м2. °C.сутки) или [кДж/(м3. °C.сутки)]

No	Типы зданий и	Этажность зданий						
п.п.	помещений	1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше	
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.4	72 [26,5] для 4- этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице №3	68 [24,5]	65 [23,5]	61 [22]	59,5 [21,5]	
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[37,5], [32,5], [30,5] соответственно нарастанию этажности	[27]	[26,5]	[25]	[24]	-	

3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[29], [28], [27] соответственно нарастанию этажности	[26,5]	[26,5]	[24,5]	[24]	-
4	Дошкольные учреждения	[38]	-	-	-	ı	-
5	Сервисного обслуживания	[19,5], [18,5], [18] соответственно нарастанию этажности	[17]	[17]	1	-	1
6	Административного назначения (офисы)	[30,5], [29], [28] соответственно нарастанию этажности	[23]	[20,5]	[18,5]	[17]	[17]

Примечание к таблице 2.4. Для регионов, имеющих значение Dd = 8000 °C и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.5 - Нормируемый с 2016 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, , кДж/(м². °С'сутки)

Отапливаемая		С числом этажей					
площадь домов, м2	1	2	3	4			
60 и менее	98	-	-	-			
100	87,5	94,5	-	-			
150	77	84	91	-			
250	70	73,5	77	80,5			
400	-	63	73,5	70			
600	-	56	59,5	63			
1000 и более	-	49	52,5	56			

Таблица 2.6 - Нормируемый с 2016 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м2. °C.сутки) или [кДж/(м3. °C.сутки)]

No	Тинг гологий и		Этажность	зданий			
Л№ П.П.	Типы зданий и помещений	1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.6	59,5 [21,5] для 4- этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице №5	56 [20,5]	53 [19,5]	50,5 [18]	49 [17,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в	[29,5], [26,5], [25] соответственно	[22,5]	[21,5]	[20,5]	[19,5]	1

	позиции 3,4 и 5	нарастанию					
	настоящей таблицы	этажности					
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[24], [23], [22,5] соответственно нарастанию этажности	[21,5]	[21]	[20,5]	[19,5]	-
4	Дошкольные учреждения	[31,5]	-	1	-	ı	1
5	Сервисного обслуживания	[16], [15,5], [14,5] соответственно нарастанию этажности	[14]	[14]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[19], [24], [23] соответственно нарастанию этажности	[19]	[17]	[15,5]	[14]	[14]

Примечание к таблице 2.6. Для регионов, имеющих значение $D_d = 8000$ °C и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.7 - Нормируемый с 2020 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, , кДж/(м2. $^{\circ}$ C.сутки)

Отапливаемая		С числом этажей					
площадь домов, м2	1	2	3	4			
60 и менее	84	-	-	-			
100	75	81	-	-			
150	66	72	78	-			
250	60	63	66	69			
400	-	54	57	60			
600	-	48	51	54			
1000 и более	-	42	45	48			

Таблица 2.8 - Нормируемый с 2020 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий кДж/(м2. °С.сутки) или [кДж/(м3. °С.сутки)]

No	Типы зданий и	Этажность зданий						
П.П.	помещений	1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше	
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.8	51 [18,5] для 4- этажных одноквартирных	48 [17,5]	45,5 [16,5]	43 [15,5]	42 [15]	

			и блокированных домов – по таблице №7				
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[25], [23], [21,5] соответственно нарастанию этажности	[19]	[18,5]	[17,5]	[17]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[20,5], [20], [19] соответственно нарастанию этажности	[18,5]	[18]	[17,5]	[17]	-
4	Дошкольные учреждения	[27]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[14], [13], [12,5] соответственно нарастанию этажности	[12]	[12]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[21,5], [20,5], [20] соответственно нарастанию этажности	[16]	[14,5]	[13]	[12]	[12]

Примечание к таблице 2.8. Для регионов, имеющих значение Dd = 8000 $^{\circ}C$ и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%

2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления

Расчет перспективной тепловой нагрузки на отопление

Расчёт перспективного потребления тепловой энергии основан на СНиП 23-02-2003 и методических рекомендациях для разработки схем теплоснабжения.

Тепловые потоки на отопление при известных площадях зданий и удельных отопительных характеристиках могут быть определены по формуле:

$$Q_{omax} = q_{ot} S_{3I} (t_{BH} - t_{ot}) a$$
, Bt

где: $q_{\text{от}}$ - удельный расход тепловой энергии на отопление, кДж/(м².°С·сутки) (принимается согласно таблицы 2.10-2.11);

 $S_{3\pi}$ - площадь здания, м²;

 $t_{\rm вн}$ — средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий (принимается для жилых зданий равной 20°С);

 $t_{\rm or}$ — расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °C;

a — поправочный коэффициент к величине $q_{\rm от}$ (принимается в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха по таблице 2.9).

Таблица 2.9 - Поправочный коэффициент a к величине $q_{\text{от}}$

	_ 1	10	
Расчетная температура наружного воздуха $t_{\rm or}$, °C	а	Расчетная температура наружного воздуха $t_{ m or}, {}^{\circ}{ m C}$	а
0	2,02	-30	1,00
-5	1,67	-35	0,95
-10	1,45	-40	0,90
-15	1,29	-45	0,85
-20	1,17	-50	0,82
-25	1,08	-55	0,80

Таблица 2.10 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление $q_{\text{от}}$ жилых домов, кДж/(м²-°С·сут)

Отапливаемая площадь домов, м ²	С числом этажей				
	1	2	3	4	
60 и менее	140	-	-		
100	125	135	-	-	
150	110	120	130	-	
250	100	105	110	115	
400	-	90	95	100	
600	-	80	85	90	
1000 и более	-	70	75	80	

Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 60-1000 м 2 значения $q_{\text{от}}$ должны определяться по линейной интерполяции.

Таблица 2.11 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление

зданий $q_{\text{от}}$, кДж/(м²·°C·сут) или [кДж/(м³·°C·сут)]

	здании q_{0T} , кдж/(м	С сут) или [кдж/(м С сут)]								
	Типы зданий		Этажность з	даний						
		1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше			
-	1 Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 2.11	85[31] для 4-этажных одноквартирных и блокированных домов - по таблице 2.3	80[29]	76[27,5]	72[26]	70[25]			
	2 Общественные, кроме	[42]; [38]; [36] соответственно	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-			

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы	нарастанию этажности					
3 Поликлиники и лечебные	[34]; [33]; [32] соответственно	[31]	[30]	[29]	[28]	
учреждения, дома- интернат	нарастанию этажности	[31]	[30]	[27]	[20]	-
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности	[20]	[20]	-	-	-
6 Административного назначения (офисы)	[36]; [34]; [33] соответственно нарастанию этажности	[27]	[24]	[22]	[20]	[20]

Примечание - Для регионов, имеющих значение $D_{\rm d}$ = 8000 °C·сут и более, нормируемые $q_{\rm ot}$ следует снизить на 5%.

При расчёте перспективных тепловых нагрузок принимаем во внимание, что вновь вводимые в эксплуатацию строительные фонды будут подключены к централизованному теплоснабжению.

Результаты расчётов перспективных тепловых нагрузок на отопление представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Результаты расчётов прироста площадей строительного фонда и

перспективных тепловых нагрузок на отопление.

Вид (назначение) строительных фондов	Ед.изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019- 2023г.	2024- 2029г.
Индивидуальные	M^2	0	0	0	0	0	0	0
жилые дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Многоквартирные	M ²	0	0	0	0	0	0	0
дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Общественные	м ²				1	_		_
здания	Гкал/час		-		1	_	1	_
Производственные здания	м ²	ı	ı	ı	ı	1	ı	_
промышленных предприятий	Гкал/час	_	_	_	_	_	_	_

Расчет перспективной тепловой нагрузки на ГВС

Расчет перспективной тепловой нагрузки на ГВС производится по формуле:

$$Q_{hm} = \frac{1.2m(a+b)(55-t_c)}{24\cdot3.6} \cdot c$$
, BT

Где: m – число жителей, чел.;

a — норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55°C на одного человека в сутки, л (принимается в размере 105 л/сутки по таблице 2.13);

b- норма расхода воды на горячее водоснабжение, потребляемое в общественных зданиях, при температуре 55°C на одного человека в сутки, л (принимается в размере 25 л/сутки по таблице 2.13);

 $t_{\rm c}$ — температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (принимается равной 5°C).

с — удельная теплоёмкость воды, принимается в расчетах равной 4,187 кДж/(кг $^{\circ}$ C).

Таблица 2.13 – Норма расхода горячей воды СНиП 02.04.01-85 (Внутренний

водопровод и канализация зданий)

		Норма расхо средние с	
		общая	горячей
Водопотребители	Измеритель	(в том числе горячей) $q_{u,m}^{tot}$	$q_{\scriptscriptstyle u,m}^{\scriptscriptstyle h}$
1. Жилые дома квартирного типа,			
оборудованные:			
с водопроводом и канализацией без ванн	1 житель	95	
с газоснабжением	то же	120	
с водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	"	150	_
с водопроводом, канализацией и ваннами с газовыми водонагревателями	"	190	_
с быстродействующими газовыми нагревателями и многоточечным водоразбором	"	210	_
централизованным горячим водоснабжением, оборудованные умывальниками, мойками и душами	"	195	85
с сидячими ваннами, оборудованными душами	"	230	90
с ваннами длиной от 1500 до 1700 мм, оборудованными душами	"	250	105

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

		1	
высотой св. 12 этажей с централизованным	1	260	115
горячим водоснабжением и повышенными	1 житель	360	115
требованиями к их благоустройству			
2. Общежития:		0.5	50
с общими душевыми	то же	85	50
с душами при всех жилых комнатах		110	60
с общими кухнями и блоками душевых на		1.40	90
этажах при жилых комнатах в каждой секции	"	140	80
здания			
3. Гостиницы, пансионаты и мотели с общими	"	120	70
ваннами и душами			
4. Гостиницы и пансионаты с душами во всех	"	230	140
отдельных номерах	,,		
5. Гостиницы с ваннами в отдельных номерах,			
% от общего числа номеров:			
, or comper mone nemepozi			
до 25	"	200	100
" 75	77	250	150
, 100		200	100
	"	300	180
6. Больницы:			
с общими ваннами и душевыми	1 койка	115	75
с санитарными узлами, приближенными к	1 0	200	00
палатам	1 койка	200	90
инфекционные	то же	240	110
7. Санатории и дома отдыха:			
с ваннами при всех жилых комнатах	"	200	120
с душами при всех жилых комнатах		150	75
-	1 больной		
8. Поликлиники и амбулатории	в смену	13	5,2
9. Детские ясли-сады:	<u>, </u>		
с дневным пребыванием детей:			
со столовыми, работающими на		21.5	11 -
полуфабрикатах	1 ребенок	21,5	11,5
со столовыми, работающими на сырье, и			
прачечными, оборудованными	то же	75	25
автоматическими стиральными машинами			
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми, работающими на			
полуфабрикатах	"	39	21,4
со столовыми, работающими на сырье, и			
прачечными, оборудованными	1 ребенок	93	28,5
автоматическими стиральными машинами	-		
10. Пионерские лагеря (в том числе			
круглогодичного действия):			
со столовыми, работающими на сырье и			
прачечными, оборудованными	1 место	200	40
автоматическими стиральными машинами			
со столовыми, работающими на			
полуфабрикатах и стиркой белья в	то же	55	30
централизованных прачечных			

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

11. Прачечные:			
механизированные	1 кг сухого белья	75	25
немеханизированные	то же	40	15
12. Административные здания	1 работающий	12	5
13. Учебные заведения (в том числе высшие и	т расотающий	12	3
средние специальные) с душевыми при	1 учащийся и		
гимнастических залах и буфетами,	1 преподаватель	17,2	6
реализующими готовую продукцию	т преподаватель		
14. Лаборатории высших и средних	1 прибор		
специальных учебных заведений	в смену	224	112
15. Общеобразовательные школы с душевыми	1 учащийся и		
при гимнастических залах и столовыми,	1 преподаватель	10	3
работающими на полуфабрикатах	в смену	10	J
То же, с продленным днем	то же	12	3,4
16. Профессионально-технические училища с	10 MC	12	3,4
душевыми при гимнастических залах и		20	8
столовыми, работающими на полуфабрикатах	37	20	U
17. Школы-интернаты с помещениями:			
учебными (с душевыми при гимнастических			
залах)		9	2.7
спальными	1 место	70	2,7 30
18. Научно-исследовательские институты и	1 1110010	, 0	20
лаборатории:			
химического профиля	1 работающий	460	60
биологического профиля	то же	310	55
физического профиля	"	125	15
естественных наук	"	12	5
19. Аптеки:			
торговый зал и подсобные помещения	"	12	5
лаборатория приготовления лекарств	"	310	55
20. Предприятия общественного питания:			
для приготовления пищи:			
	1 условное	10	4
реализуемой в обеденном зале	блюдо	12	4
продаваемой на дом	то же	10	3
выпускающие полуфабрикаты:			
мясные	1 т	_	_
рыбные	то же	<u> </u>	
овощные	"	_	_
кулинарные	"		
21. Магазины:			
	1 работающий		
продовольственные	в смену (20 м ²	250	65
	торгового зала)		
промторарии и	1 работающий	12	5
промтоварные	в смену	12	J
22. Парикмахерские	1 рабочее место в	56	33
22. Парикмалерские	смену	50	JJ

Таблица 2.14 – Результаты расчета перспективной тепловой нагрузки на ГВС

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019- 2023г.	2024- 2029г.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Многоквартирные дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Общественные здания	Гкал/час	_	_	_	_	_	_	_
Производственные здания промышленных предприятий	Гкал/час	_	_	-	_	-	-	-

Расчет перспективной тепловой нагрузки на вентиляцию

При проектировании жилых зданий учитывается естественная вентиляция, соответственно, нагрузка на приточно-вытяжную вентиляцию равна нулю.

Расчет перспективной тепловой нагрузки на вентиляцию общественных зданий производится по формуле:

$$Q_{v}^{\text{общ}} = q_{0}K_{1}K_{2}S,$$
 Вт

где: $q_{\text{от}}$ - удельный расход тепловой энергии на отопление, кДж/(м²-°С·сутки) (принимается согласно таблицы 2.4);;

 K_1 - коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных K_1 следует принимать равным 0,25;

 K_2 - коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, при отсутствии данных K_2 следует принимать равным для общественных зданий построенных после 1985 года - 0,6;

S- площадь строительных фондов общественных зданий, M^2 .

Таблица 2.15 – Результаты расчета перспективной тепловой нагрузки на вентиляцию

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019- 2023г.	2024- 2029г.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	_	_	_	_	_	_	_
Многоквартирные дома	Гкал/час		-	-	-	-	-	-
Общественные здания	Гкал/час	_	_	_	_	_	_	_
Производственные здания промышленных предприятий	Гкал/час	_	_	_	_	_	_	_

Результаты расчета перспективной суммарной тепловой нагрузки на теплоснабжение представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Результаты расчета приростов суммарной перспективной

тепловой нагрузки

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019- 2023г.	2024- 2029г.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Многоквартирные дома	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Общественные здания	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Производственные здания промышленных предприятий	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0
Итого	Гкал/час	0	0	0	0	0	0	0

3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

В таблице 3.1 приведена информация по годовому потреблению тепловой энергии потребителями (с разбивкой по видам потребления и по группам потребителей), по потерям тепловой энергии в наружных тепловых сетях от источника тепловой энергии, величина собственных нужд источника тепловой энергии, величина производства тепловой энергии по следующим источникам тепловой энергии.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

Таблица 3.1 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная п. Дугда

таолица 3.1 – перепекти	ыный балан	СТСПЛОВОЙ	мощности і	по исто ши	ty icililobon	т эпертии	тотельная і	п. дугда	
Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000
Располагаемая мощность, Гкал/час	16,164	16,164	16,164	16,164	16,164	16,164	16,164	16,164	16,164
Мощность НЕТТО, Гкал/час	15,515	15,515	15,515	15,515	15,515	15,515	15,515	15,515	15,515
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	3,210	3,210	3,210	3,210	3,210	3,210	3,210	3,210	3,210
Подключенная нагрузка, Гкал/час	5,373	5,373	5,373	5,373	5,373	5,373	5,373	5,373	5,373
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30	17677,30
Расход на собственные нужды, Гкал/год	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60	2133,60
Отпуск в сеть, Гкал/год	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70	15543,70
Потери, Гкал/год	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30	4982,30
Полезный отпуск, всего в т. ч.:, Гкал/год	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40
Население	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20	5775,20
Бюджетные потребители	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80	2032,80
Прочие потребители	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40	2164,40
Собственные потребители	589	589	589	589	589	589	589	589	589
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	66,76	66,76	66,76	66,76	66,76	66,76	66,76	66,76	66,76

- 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ
- 4.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Баланс производительности водоподготовительных установок складывается из нижеприведенных статей:

- объем воды на заполнение наружной тепловой сети, м³;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м³;
- объем воды на собственные нужды котельной, м³;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м³;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м³.

В процессе эксплуатации необходимо чтобы ВПУ обеспечивала подпитку тепловой сети, расход потребителями теплоносителя (ГВС) и собственные нужды котельной.

Объем воды для наполнения трубопроводов тепловых сетей, м³, вычисляется в зависимости от их площади сечения и протяженности по формуле:

$$V_{cemu} = \sum v_{di} l_{di}$$

где

 v_{di} - удельный объем воды в трубопроводе i-го диаметра протяженностью 1, ${
m M}^3/{
m M}$;

 l_{di} - протяженность участка тепловой сети i-го диаметра, м;

п - количество участков сети;

Объем воды на заполнение тепловой системы отопления внутренней системы отопления объекта (здания)

$$V_{om} = v_{om} * Q_{om}$$

где

 v_{om} – удельный объем воды (справочная величина $v_{om} = 30 \text{ м}^3/\Gamma \kappa \text{ал/ч}$);

 Q_{om} - максимальный тепловой поток на отопление здания (расчетнонормативная величина), Гкал/ч.

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения закрытая система

$$V_{no\partial n} = 0.0025 \cdot V$$

где

V - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления, м 3 . открытая система

$$V_{no\partial n} = 0.0025 \cdot V + G_{coc}$$

где

 $G_{{\scriptscriptstyle \it PBC}}$ - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение, м 3 .

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16. Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах.

Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок для котельных представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перспективный баланс производительности

водоподготовительных установок

Период	Заполнение тепловой сети, т/ч	Подпитка тепловой сети, т/ч	Заполнение системы отопления потребителей, т								
	Котельная п. Дугда										
2013 г.	155,604	0,630	96,303								
2014 г.	155,604	0,630	96,303								
2015 г.	155,604	0,630	96,303								
2016 г.	155,604	0,630	96,303								
2017 г.	155,604	0,630	96,303								
2018 г.	155,604	0,630	96,303								
2019-2023 гг.	155,604	0,630	96,303								
2024-2029 гг.	155,604	0,630	96,303								

4.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.17. Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения муниципального образования представлен в таблице 4.2.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

Таблица 4.2 – Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок на аварийную подпитку тепловой сети

Источник тепловой энергии	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 г.	2024- 2029 г.
эмертии		Расход в	оды на ав	арийную	подпитку	тепловой	сети, т/ч	
Котельная п. Дугда	5,038	5,038	5,038	5,038	5,038	5,038	5,038	5,038

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а так же поквартирного отопления

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов, определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- 1. Обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов.
- 2. Обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами.
- 3. Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения.
 - 4. Развитие систем централизованного теплоснабжения.
- 5. Соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей.
- 6. Обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала.
- 7. Обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.
 - 8. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.
- В перспективе схема теплоснабжения остается традиционной централизованной, основным теплоносителем сетевая вода. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие тепло на отопление.

5.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не планируется.

5.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

На момент разработки схемы теплоснабжения, на территории муниципального образования отсутствуют источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

5.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не планируется.

5.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Обоснование реконструкции котельной, в эффективный радиус теплоснабжения которой входит другой тепловой источник меньшей мощности предоставлено на рисунке 5.1.

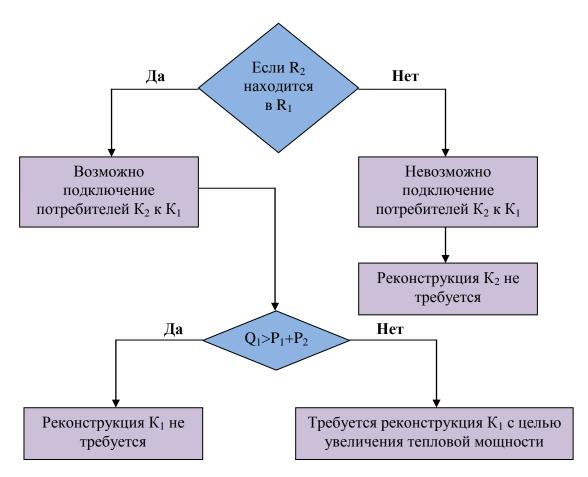


Рисунок 5.1 – Блок-схема обоснования реконструкции котельной

К₁, К₂ – Котельная п. Дугда и котельная №2;

 $R_1,\ R_2$ — радиусы эффективного теплоснабжения Котельной п. Дугда и котельной $N\!\!\!_2$;

 ${\bf Q}_1$ – тепловая мощность Котельной п. Дугда;

Р₁, Р₂ – подключённая тепловая нагрузка к Котельной п. Дугда и котельной №2.

На основании выше изложенной методики можно утверждать, что радиус эффективного теплоснабжения котельной №2 находится внутри радиуса котельной №1, соответственно возможно подключение потребителей котельной №2 к котельной №1.

5.6 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На момент разработки схемы теплоснабжения, на территории муниципального образования отсутствуют источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Расширение зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

5.7 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Вывод в резерв или вывода из эксплуатации котельных расположенных на территории муниципального образования Дугдинский сельсовет не планируется.

5.8 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Индивидуальный жилищный фонд, расположенный вне радиуса эффективного теплоснабжения, подключать к централизованным сетям нецелесообразно, ввиду малой плотности распределения тепловой нагрузки.

В случае обращения абонента, находящегося в зоне действия источника тепловой энергии, в теплоснабжающую организацию с заявкой о подключении к централизованным тепловым сетям рекомендуется осуществить подключение данного абонента.

5.9 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Производственные зоны предназначены для размещения промышленных,

коммунальных и складских объектов и объектов инженерной и транспортной инфраструктуры для обеспечения деятельности производственных объектов. В производственную зону включается и территория санитарно-защитных зон самих объектов.

В случае строительства промышленных объектов в границах муниципального образования, теплоснабжение данных объектов рекомендуется организовать от собственных источников тепловой энергии.

5.10 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Согласно расчетам балансов тепловой мощности (Глава 3 Обосновывающих материалов) существующих источников теплоснабжения с учетом перспективного развития на период 2014-2029 гг., все источники теплоснабжения муниципального образования, имеют резервы по тепловой мощности и покрывают присоединенные нагрузки с учетом перспективы в полном объеме.

5.11 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) В каждой теплоснабжения, из систем позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

В настоящее время Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» ввёл понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без конкретной методики его расчёта.

Для выполнения расчета воспользуемся статьей Ю.В. Кожарина и Д.А. Волкова «К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения», опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения», №8, 2012 г.

Эффективный радиус теплоснабжения — максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Иными словами, эффективный радиус теплоснабжения определяет условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно по причинам роста совокупных расходов в указанной системе. Учет данного показателя позволит избежать высоких потерь в сетях, улучшит качество теплоснабжения и положительно скажется на снижении расходов.

Сложившаяся к середине 90-х годов прошлого века система теплового хозяйства страны характеризовалась тенденцией к централизации теплоснабжения (до 80% производимой тепловой энергии). В крупных городах России сформировались и эксплуатируются тепловые сети с радиусом теплоснабжения до 30 км, требующие периодического ремонта и замены. Постоянная тенденция к повышению стоимости отпускаемого тепла связана не только с повышением тарифов на газ и электроэнергию, но и с постоянно растущими потерями в теплосетях и затратами на их поддержание в рабочем состоянии.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов их развития. Оптимальный вариант должен характеризоваться экономически целесообразной зоной действия источника зоны теплоснабжения при соблюдении требований качества и надежности теплоснабжения, а также экологии.

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволит определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно

отпущенного тепла. При этом также возможен вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

Отсутствие разработанных, согласованных на федеральном уровне и введенных в действие методических рекомендаций по расчету экономически целесообразного радиуса централизованного теплоснабжения потребителей не позволяет формировать решения о реконструкции действующей системы теплоснабжения в направлении централизации или децентрализации локальных зон теплоснабжения и принципе организации вновь создаваемой системы теплоснабжения.

Определение эффективного радиуса теплоснабжения является актуальной задачей. Расчет по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла является затруднительным и не всегда оказывается достоверным, как в случае комбинированной выработки тепла на ТЭЦ, когда затраты на выработку электрической энергии и тепла определяются по устаревшим методикам, разработанным более 50 лет назад.

Предлагаемая методика расчета эффективного радиуса теплоснабжения основывается на определении допустимого расстояния от источника тепла двухтрубной теплотрассы с заданным уровнем.

По изложенной в статье методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м²*м) определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются тепловые потери. Принимается. годовые эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равной величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчет нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (5.1) определяется допустимое расстояние двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь.

$$L_{\partial on} = Q_{nom} \times 100/Q_{100}$$

где: Q_{nom} — тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

 Q_{100} — нормативные тепловые потери трубопровода, длиной 100 м, Гкал/год Результаты расчёта представлены в таблице 5.1.

	G, т/ч	Q ^{Di} , Гкал/час	Q ^{Di} _{год} , Гкал/год	Q ^{Di} not,	Допустимая длина, м			
D, мм					Канальная	Бесканальная	Надземная	
		I Kaji/ ac	т кал/тод	Гкал/год	прокладка	прокладка	прокладка	
57×3,0	2,642	0,066	196,826	9,841	33,86	26,17	21,57	
76×3,0	6,142	0,154	457,582	22,879	66,47	49,55	42,22	
89×4,0	9,052	0,226	674,459	33,723	92,77	68,46	58,90	
128×4,0	15,835	0,396	2379,809	58,990	149,61	228,56	95,45	
133×4,0	28,596	0,715	2130,623	226,531	226,47	169,53	150,74	
159×4,5	46,312	1,158	3450,579	172,529	349,89	242,66	227,46	
219×6,0	228,365	2,709	8073,875	403,694	634,54	442,36	429,92	
273×7,0	195,558	4,889	14570,358	728,518	942,33	662,29	651,04	
325×8,0	323,131	7,778	23181,273	2359,063	1285,56	897,66	843,69	
377×9,0	461,444	11,536	34380,589	1719,029	1635,15	2355,96	2268,58	
426×9,0	645,685	16,142	48227,699	2405,385	2020,48	1426,34	1341,84	
480×7,0	915,237	22,878	68182,232	3409,226	2499,71	1786,18	1685,01	
530×8,0	2383,348	29,584	88167,229	4408,355	2876,20	2062,39	1961,97	
630×9,0	1869,289	46,732	$1,393\cdot22^5$	6963,705	3680,41	2674,44	2555,30	
720×22,0	2657,148	66,429	$1,980\cdot 22^5$	9898,738	4400,03	3241,13	3229,22	
820×22,0	3768,085	94,202	$2,807 \cdot 22^5$	14037,337	5228,25	3901,22	3807,35	
920×23,0	5097,225	127,428	$3,798\cdot22^{5}$	18988,365	6034,18	4554,55	4475,33	
2220×12,0	6681,279	167,032	$4,978 \cdot 22^5$	24889,926	22956,04	22281,27	9973,52	

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Радиус эффективного теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя, м	Эффективный радиус теплоснабжения, м
Котельная п. Дугда	723	1386

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

6.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности

В муниципальном образовании центральное теплоснабжение осуществляется от одного источника тепловой энергии.

6.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Для обеспечения требований ФЗ 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» при прокладке тепловых сетей рекомендуется использовать новые энергосберегающие технологии и материалы.

6.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В муниципальном образовании центральное теплоснабжение осуществляется от одного источника тепловой энергии.

6.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Нормальная работа систем теплоснабжения - обеспечение потребителей тепловой энергией соответствующего качества, И заключается ДЛЯ энергоснабжающей организации выдерживании параметров теплоснабжения уровне, регламентируемом Правилами Технической Эксплуатации (ПТЭ) электростанций и сетей РФ, ПТЭ тепловых энергоустановок.

процессе действующей системе эксплуатации В централизованного теплоснабжения из-за износа существующих тепловых сетей происходит увеличение шероховатости трубопроводов, уменьшение надёжности и увеличение аварий в системе теплоснабжения, как правило, неравномерная подача тепла потребителям, завышение расходов сетевой воды и сокращение пропускной способности трубопроводов. В связи с вышеизложенным рекомендуется при реконструкции и прокладке новых тепловых сетей использовать передовые технологии и материалы, обеспечивающие наибольший эксплуатационный срок данной системе теплоснабжения. К таким материалам ОНЖОМ отнести предизолированные трубы различных производителей.

6.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Действующие нормативные документы требуют периодического проведения освидетельствования тепловых сетей, а также по истечении нормативного срока эксплуатации (25 лет) с целью выявления мест утонения трубопроводов более чем на 20 % от первоначальной толщины их прочностной расчет и замену участков, имеющих недостаточный ресурс, т. е. подразумевается необходимость 100 % надежности тепловых сетей за счет предупредительных мер вместо устранения разрывов трубопроводов. В реальности на большей части тепловых сетей разрывы

трубопроводов из-за коррозии появляются задолго до истечения нормативного срока, что приводит к их преждевременной замене.

Основные недостатки стальных трубопроводов следующие:

- небольшой фактический срок службы стальных трубопроводов до 10-15
 лет, т.е. в 2 раза меньше нормативного, вследствие низкой коррозионной стойкости стали и внутренней и наружной коррозии трубопроводов;
- сокращение пропускной способности стальных трубопроводов на 20-25 % вследствие зарастания их внутренней поверхности продуктами коррозии (отложениями) и уменьшения площади их поперечного сечения;
- обязательное применение тепловой изоляции для сокращения значительных потери теплоты через стенки стальных трубопроводов из-за высокой теплопроводности стали коэффициент теплопроводности λ ct = 50 70 Bt/ (м °C);
- значительный вес стальных трубопроводов: масса одного метра стального трубопровода, в зависимости от диаметра, составляет от 0,8 до 482 кг.

В связи с вышеизложенным, рекомендуется применять предизолированные гофрированные трубопроводы, преимущества которых описаны ниже.

Преимущества гибких гофрированных трубопроводов:

- -трубопроводы самокомпенсируемые, т.е. при прокладке таких трубопроводов не требуется установка компенсаторов (сальниковых, сильфонных, П-образных);
- -гибкость трубопроводов позволяет плавно обходить препятствия на трассе тепловых сетей;
- -по сравнению с традиционными стальными трубопроводами предизолированные гофрированные трубы меньше подвержены наружной и внутренней коррозии (из-за использования нержавеющей хромо-никелевой стали, более устойчивой к коррозии по сравнению с остальными сортами стали).

6.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

этапе разработки проекта не предоставляется возможным месторасположение В определение нового строительства. связи ЭТИМ реконструкция тепловой сети увеличением диаметров трубопровода c ДЛЯ обеспечения тепловой перспективных приростов нагрузки схемой не предусматривается.

Однако, при актуализации либо корректировки данного документа и при наличии данных о месторасположении нового строительства и тепловых нагрузок рекомендуется включить обоснование выбора диаметров при подключении новых потребителей.

6.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Перечень участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса отображён в таблице 6.1.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ДУГДИНСКИЙ СЕЛЬСОВЕТ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ ДО 2029 ГОДА

Таблица 6.1 – Информация о периодах по рекомендуемой замене трубопроводов

Участок	Диаметр, мм	Длина, м	Тип изоляции	Способ прокладки	Год прокладки	Год рекомендуемой замены		
Четырехтрубная прокладка								
УТ25-2627-31	0,159	345,5	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
УТ1-УТ2	0,089	65,25	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
УТ27-Д/С,УТ27-на жд.	0,059	82,75	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
УТ2627-31	0,159	327,09	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
УТ25-26	0,1	18,4	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
УТ27-Д/С,УТ27-на жд.	0,059	82,75	Маты минераловатные	подземная	1988	2015		
КотУТ1,УТ10-УТ12-КНС,УТ13- УТ16,УТ23-25	0,159	1036	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
ОЭРП-УТ35-УТ36	0,1	254,3	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
УТ2-УТ3-УТ6-,УТ-13-УТ14,УТ23-Шк УТ24,УТ32-УТ34	0,089	569,25	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
УТ10-ПНС,КНС,УТ13- КНС3,жил.д.,УТ36-37-СБО	0,059	250,7	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
УТ12-13-14-15-16,УТ226-27-31- УТ6,УТ16-32,УТ32-25	0,1	1030,5	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
УТ25-УТ-18,УТ16-17	0,059	603,6	Маты минераловатные	надземная	1988	2015		
УТ1-УТ6-УТ10, УТ16-УТ-17, УТ18- УТ23, УТ23-УТ24, УТ6-УТ-31, УТ1-УТ- 35-ОЭРП	0,159	1270	Маты минераловатные	надземная	2002	2027		
Временный поселок от сельсовета п. Дугда	0,108	1240	Маты минераловатные	надземная	1979	2015		

6.8 Строительство и реконструкция насосных станций

На территории муниципального образования отсутствуют подкачивающие насосные станции. Напор, обеспечиваемый оборудованием тепловых источников, достаточен для поддержания расчетного гидравлического режима тепловой сети. Строительство и реконструкция ПНС не планируется.

7.ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

7.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива

Данный раздел содержит перспективные топливные балансы основного вида топлива для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах муниципального образования.

Для источников тепловой энергии расположенных на территории муниципального образования Дугдинский сельсовет основным видом топлива является уголь.

В таблице 7.1 приведены максимальные часовые и годовые расходы основного топлива. В таблице 7.2 отображены результаты расчета перспективного топливного баланса по каждому тепловому источнику.

Таблица 7.1 – Максимальные часовые и годовые расчетные расходы основного топлива

Наименование источника	Максимальный часовой расход основного топлива, тонны/час	Годовой расход основного топлива, тонны/год		
Котельная п. Дугда	1,364	4487,00		

Таблица 7.2 – Результаты расчета перспективного топливного баланса

Период	Расход топлива на выработку, т.у.т.	Расход топлива на собственные нужды, т.у.т.	а на топлива на топлива на топлива на на отпуск в сеть, потери. т.		Расход топлива на полезный отпуск, т.у.т.		
	Котельная п. Дугда						
2013 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2014 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2015 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2016 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2017 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2018 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2019 г.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2020 - 2024 гг.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		
2025 - 2029 гг.	3739,00	451,29	3287,71	1053,83	2233,89		

7.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Нормативный неснижаемый запас топлива — запас топлива, обеспечивающий работу котельной в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой и составом оборудования, позволяющим поддерживать готовность к работе всех технологических схем и плюсовые температуры в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях.

В таблице 7.3 произведен расчет нормативного неснижаемого запаса основного топлива в разрезе каждого теплоисточника.

Таблица 7.3 – Основные данные и результаты расчета создания нормативного неснижаемого запаса топлива

Вид топлива	Среднесуточная выработка в самый холодный месяц, Гкал/сутки	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т.у.т.	Коэффициент перевода натурального топлива в условное	Кол-во суток для расчета	ННЗТ, тонн		
Котельная п. Дугда								
Уголь	105,955	0,212	22,411	0,833	14	376,52		

Нормативный эксплуатационный запас топлива — запас топлива, обеспечивающий надежную и стабильную работу котельной и вовлекаемый в расход для обеспечения выработки тепловой энергии в осеннее — зимний период (I и IV кварталы).

В таблице 7.4 произведен расчет нормативного эксплуатационного запаса основного вида топлива в разрезе каждого теплоисточника.

Таблица 7.4 — Основные данные и результаты расчета создания нормативного эксплуатационного запаса топлива

one in juria direction of a market in									
Вид топлива	Среднесуточная выработка за три самых холодных месяца, Гкал/сутки	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т.у.т.	Коэффициент перевода натурального топлива в условное	Кол-во суток для расчета	НЭЗТ, тонн			
Котельная п. Дугда									
Уголь	100,329	0,212	21,221	0,833	45	1145,98			

8. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, теплоснабжения (отопления, параметры качество вентиляции, водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- источник теплоты 0,97;
- тепловые сети 0,9;
- потребитель теплоты 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»)

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
 - максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в жилых и общественных зданий до 12 °C, промышленных зданий до - 8 °C.

8.2 Методика определения надежности работы теплосети

Расчёт надёжности работы теплосети выполняется в соответствии с «Методическими рекомендациями....» Минэнерго [34].

Расчет вероятность безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

Определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, $1/(\kappa_M \cdot rog)$;

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, $1/(\kappa M \cdot \Gamma O d)$;

 λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, $1/(\kappa M \cdot \Gamma O J)$.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i, который имеет размерность 1/(км·год). Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_{c} = \prod_{i=1}^{i=N} P_{i} = e^{-\lambda_{1}L_{1}t} \cdot e^{-\lambda_{2}L_{2}t} \cdot \dots \cdot e^{-\lambda_{n}L_{n}t} = e^{-t \cdot \sum_{i=1}^{i-n} \lambda_{i}L_{i}} = e^{\lambda_{c}t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке:

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \ldots + L_n \lambda_n$$
, 1/час

где L_i - протяженность каждого участка, км.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0(0.1\tau)^{\alpha - 1}$$

где τ - срок эксплуатации участка, лет.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0.8 \text{ при } 0 < \tau \le 3 \\ 1 \text{ при } 3 < \tau \le 17 \\ 0.5e^{\tau/20} \text{ при } \tau > 17 \end{cases}$$

Поскольку предоставленные статистические данные о технологических нарушениях, недостаточно полные, то среднее значение интенсивности отказов принимается равным $\lambda_0 = 0.05\ 1/(\text{год}\cdot\text{км})$.

Значения интенсивности отказов $\lambda(t)$ в зависимости от продолжительности эксплуатации τ при значении $\lambda_0 = 0.05$ 1/(год·км). представлены в таблице 8.1 и на рис. 8.1.

Таблица 8.1 - Значения интенсивности отказов $\lambda(t)$

Наименование		Продолжительность работы участка тепловой сети, лет												
показателя	1	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40			
Интенсивность отказов $\lambda(t)$, $1/(\text{год} \cdot \text{км})$	0,079	0,064	0,05	0,05	0,05	0,05	0,064	0,099	0,195	0,525	2,095			
Значение коэффициента α, ед	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88	3,69			



Рис. 8.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей

принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя — событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °C, в промышленных зданиях ниже +8 °C (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\rm B} = t_{\rm H} + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t_{\rm B}' - t_{\rm H} - \frac{Q_0}{q_0 V}}{exp(Z/\beta)}, {}^{\circ}{\rm C}$$

где $t_{\text{в}}$ - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °C;

z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

 $t_{\rm B}^{\prime}$ - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C;

 $t_{\rm H}$ - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени, °С;

 Q_0 - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

 q_0V - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч °C);

β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12 0 С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_{0}}{q_{0}V}=0$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \cdot ln \frac{(t_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}} - t_{\scriptscriptstyle \mathrm{H}})}{(t_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}, \mathrm{a}} - t_{\scriptscriptstyle \mathrm{H}})},$$
 ч

где: $t_{\rm B.a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 0 C для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения ведется при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов приведён в таблице 8.2.

Продолжительность отопительного периода составляет 5664 ч.

Таблица 8.2 – Время снижения температуры

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха	Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до +12 °C
6,5	472	35,92
2,5	815	24,44
-2,5	644	17,57
-7,5	496	13,75
-12,5	474	11,30
-17,5	614	9,60
-22,5	635	8,34
-27,5	576	7,38
-32,5	459	6,61
-37,5	321	5,99
-42,5	139	5,48
-47,5	19	5,05

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a(1 + (b + c \cdot L_{\text{c.з.}})D^{1.2}),$$
 ч

где: a, b, c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

 $L_{\text{с.з.}}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c приведены в таблице 8.3, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003.

Таблица 8.3 – Значения коэффициентов a, b, c

Коэффициент	a	b	c
Значение	6	0,5	0,0015

Расстояния $L_{\text{с.з.}}$ между секционирующими задвижками должно соответствовать требованиям СНиП 41-02-2003 и приниматься в соответствии с таблицей 8.4.

Таблица 8.4 - Расстояния между секционирующими задвижками в метрах и место их расположения

Диаметр	Диамет	р не изменяется	Диаметр 1	изменяется
теплопровода, м	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4	1000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на і-м участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 °C:

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \cdot \frac{\tau_j}{\tau_{\text{off}}}$$

$$\overline{\omega} = \lambda_i \cdot L_i \cdot \sum_{j=1}^{j=n} \overline{z}_{i,j}$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента:

$$p_i = e^{-\overline{\omega}}$$

8.3 Расчет вероятности безотказной работы тепломагистралей

8.3.1 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей Котельной п. Дугда

Расчет вероятности безотказной работы расчетного пути от Котельной п. Дугда до ж.д. №23.

Расчетный путь, от Котельной п. Дугда до ж.д. №23, тепловой сети представлен на рис. 8.2. Результаты расчета вероятности безотказной работы указанной тепломагистрали за 2014 год приведены в табл. 8.5. На рис. 8.3 отображена интенсивность отказов элементов тепловой сети на расчетном пути, на рис. 8.4 относительный поток отказов элементов тепловой сети. На рис. 8.5 — 8.6

представлено изменение показателей безаварийности работы каждого участка и безотказности работы всей тепломагистрали вдоль рассматриваемого расчетного пути.

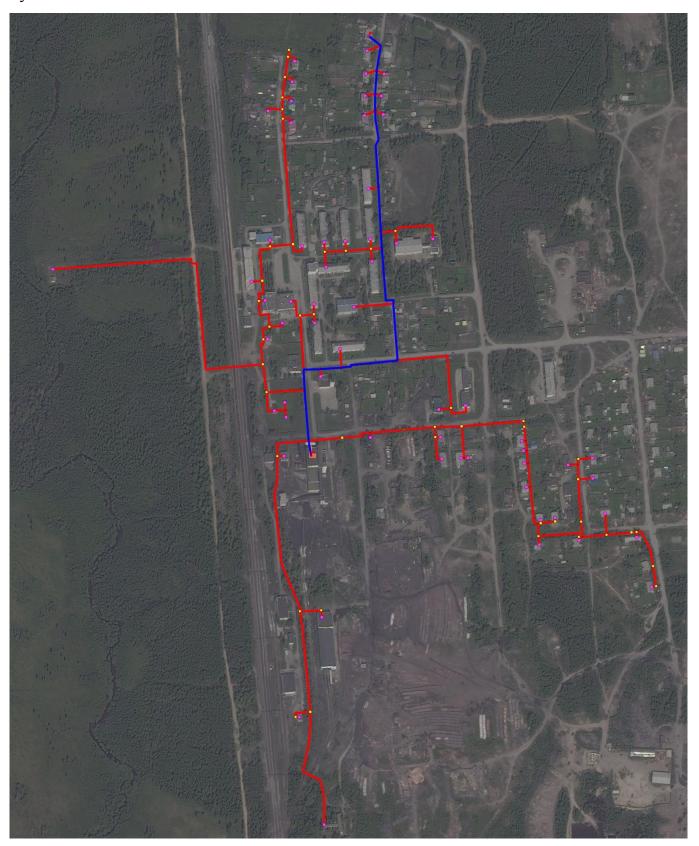


Рис. 8.2 – Расчетный участок тепловой сети от Котельной п. Дугда до ж.д. №23

Таблица 8.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы тепловой сети от Котельной п. Дугда до ж.д. №23

	таолица о.э т сзультаты рас	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		- I					1) F1 F1F	
№ элемента	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка, L, м	Диаметр условный, D_{y} , м	Время восстановления теплоснабжения потребителей, z _p , ч	Интенсивность отказов, λ , $1/(\kappa M \cdot \Gamma O \Lambda)$	Относительный поток отказов участка тепловой сети, ю	Вероятность безотказной работы участка тепловой сери, Р	Средняя вероятность безотказной работы системы, ПР
1	Котельная	УT1	1988	17	0,2	6,457	0,111	0,0000159	0,9999841	0,9999841
2	УТ1	УТ7	1988	99	0,2	6,564	0,111	0,0001064	0,9998936	0,9998777
3	УТ7	УТ9	1988	43	0,15	6,348	0,111	0,0000341	0,9999659	0,9998435
4	УТ9	УТ10	1988	28	0,15	6,334	0,111	0,0000217	0,9999783	0,9998218
5	УТ10	УТ27	1988	55	0,15	6,359	0,111	0,0000445	0,9999555	0,9997774
6	УТ27	УТ28	1988	81	0,15	6,383	0,111	0,0000681	0,9999319	0,9997093
7	УТ28	УТ29	1988	99	0,15	6,399	0,111	0,0000854	0,9999146	0,9996239
8	УТ29	УТ30	1988	90	0,15	6,391	0,111	0,0000767	0,9999233	0,9995473
9	УТ30	УТ31	1988	13	0,15	6,320	0,111	0,0000098	0,9999902	0,9995375
10	УТ31	УТ33	1988	110	0,1	6,252	0,111	0,0000730	0,9999271	0,9994645
11	УТ33	УТ34	1988	60	0,08	6,171	0,111	0,0000330	0,9999670	0,9994316
12	УТ34	УТ35	1988	59	0,08	6,170	0,111	0,0000324	0,9999676	0,9993992
13	УТ35	УТ36	1988	36	0,065	6,125	0,111	0,0000174	0,9999826	0,9993818
14	УТ36	УТ37	1988	34	0,065	6,124	0,111	0,0000164	0,9999836	0,9993653
15	УТ37	УТ38	1988	38	0,065	6,126	0,111	0,0000184	0,9999816	0,9993469
16	УТ38	Ж.Д. №23	1988	15	0,065	6,118	0,111	0,0000071	0,9999929	0,9993398

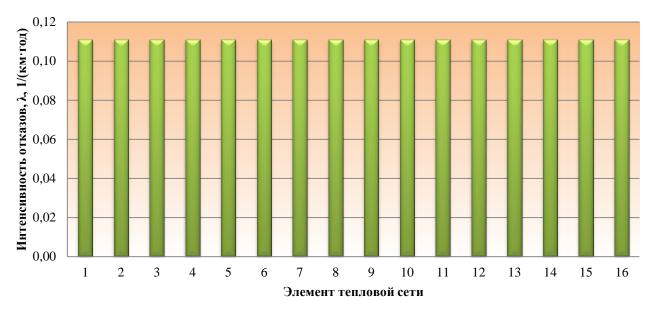


Рис. 8.3 – Интенсивность отказов элементов тепловой сети

Одинаковое значение интенсивности отказов всех участков обусловлено одинаковым сроком эксплуатации данных участков.

Учет длины участков в значениях параметров потока отказов, выделяет участки с наибольшими вероятностями отказов: №2, 7, 8, 10 (рис 8.4).

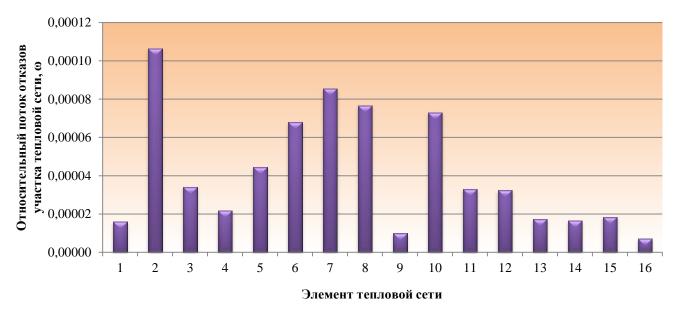


Рис. 8.4 – Относительный поток отказов элементов тепловой сети



Рис. 8.5 - Вероятность безотказной работы участков тепловой сети

Из анализа рис. 8.5 следует, что наименьшими показателями надёжности тепломагистрали, Котельная п. Дугда - ж.д. №23, обладает участок №2. Это вызвано продолжительным сроком службы данных отрезков теплосети и высоким параметром z_p (время восстановления теплоснабжения потребителей, ч), который в свою очередь зависит от протяженности анализируемых участков.



Рис. 8.6 - Средняя вероятность безотказной работы системы

Из анализа рис. 8.6 следует, что тепломагистраль обладает нормативными показателями вероятности безотказной работы.

9. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

9.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Предложения и необходимые инвестиции для реализации мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии для повышения эффективности и сохранения надежности системы теплоснабжения приведены ниже в таблице, расчет был произведен в программе «АЛЬТ – Инвест^{ТМ} Сумм 6.1».

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к инвестиционному проекту

Замена котлоагрегатов

Система теплоснабжения постоянно развивается, появляется все новое оборудование, более надежное и энергоэффективное. Замена котлов с истекшим сроком службы на новые котлоагрегаты позволит сократить потребление топлива и повысить надежность системы теплоснабжения, от работы котлоагрегатов зависит вся система теплоснабжения, надежность котлов напрямую зависит на надежность всей системы в целом.

Таблица 9.1 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлооагрегатов						
	Замена физически и морально устаревших котлов на						
Цели и задачи проекта	новые в связи с истечением срока эксплуатации и						
цели и задачи проекта	необходимостью н	надежного и бесперебойного					
	теплоснабжения по	требителей тепловой энергии					
Сроки реализации проекта	2014-2029 гг.						
	2015 г.	5382,7					
Дисконтированные инвестиции	2016 г.	5641,0					
проекта по годам, тыс.руб	2025 г.	7715,6					
	2026 г.	7906,7					
Направление проекта	Проє	ект надежности					
Omicania aronamiantara addares	Проект направлен на повышение надежности и не						
Описание экономического эффекта	генерирует дополни	тельного денежного потока от					

	операционной деятельности						
Показатели экономической эффективности проекта							
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем						
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем						
Простой срок окупаемости (РР)	Не окупаем						
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем						

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к инвестиционному проекту

Реконструкция теплотрасс использованием трубопроводов «Касафлекс»

Повреждаемость тепловых сетей в России постоянно растет. Высоки потери сетевой воды из-за несанкционированного водозабора и нарушения договорных гидравлических режимов, скрытых повреждений трубопроводов, многократных сбросов воды при аварийных ремонтах и т.п.

Тепловые потери в трубопроводах напрямую зависят от срока эксплуатации и износа тепловых сетей. На рисунке 9.1 отображена зависимость износа тепловых сетей от срока эксплуатации (при первоначальном среднем износе тепловых сетей 70% и нормативном сроке эксплуатации 25 лет).

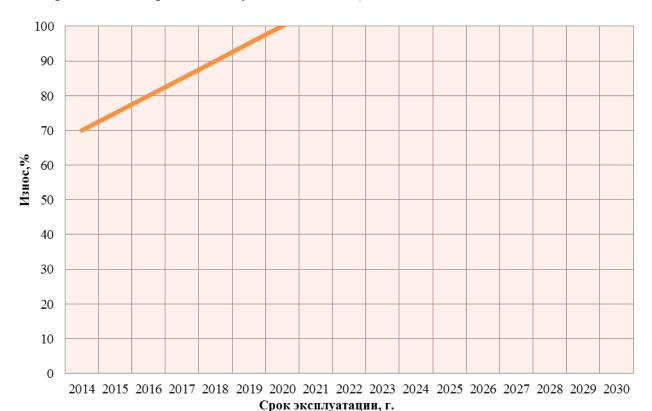


Рис. 9.1 – Зависимость износа тепловых сетей от срока эксплуатации Как видно из диаграммы, 100% износ тепловых сетей установится в 2020 году.

При плановой периодичной замене тепловых сетей зависимость среднего износа от срока эксплуатации будет выглядеть следующим образом (Рисунок 9.2).

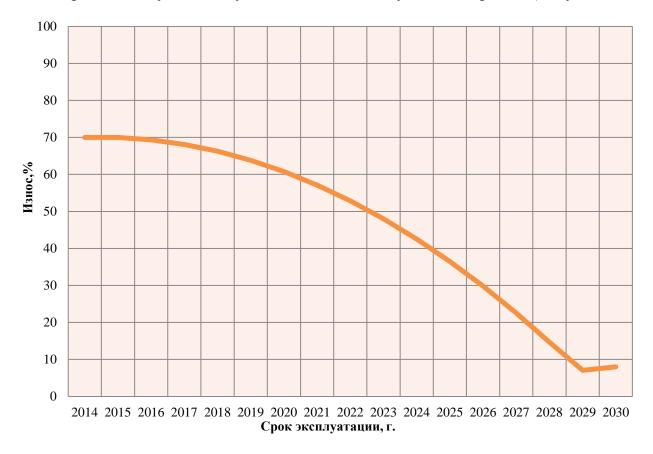


Рис. 9.2 - Зависимость износа тепловых сетей от срока эксплуатации

Тепловые потери в трубопроводах только магистральных сетей через тепловую изоляцию и потери сетевой воды достигают 10-15 % от произведенной тепловой энергии, а суммарные потери в магистральных и распределительных сетях -15-25 % от передаваемой тепловой энергии.

Затраты электроэнергии на источниках тепла и в тепловых сетях более чем на 20%-50% превышают технологически обоснованные величины из-за нарушений в режимах работы систем централизованного теплоснабжения, в которых циркулирует примерно в 1,2–1,5 раза больше сетевой воды, чем указано в проектах и предусмотрено договорами теплоснабжения.

Задачи снижения потерь тепловой энергии в трубопроводах систем теплоснабжения является одной из самых актуальных.

Для реконструкции и строительства новых трубопроводов рекомендуются к использованию трубы в ППУ-изоляции в бесканальной прокладке.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из стальной трубы, теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 0,035 Bт/М*К;
 - высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
 - звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от 100° до + 140° С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длинной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Лучшие результаты по применению труб с ППУ изоляций достигнуты в тех регионах и городах, где имеются целевые программы и постановления по энергосбережению с конкретным указанием вида трубопроводов тепловых сетей, а именно труб с ППУ. Это, прежде всего Москва, Московская область, Тюмень, Ханты-Мансийск, Санкт-Петербург и др.

В результате применения данного типа труб тепловые потери уменьшились более чем на 20%, сокращаются потери сетевой воды, минимизируется упущенная выгода от недопоставок тепла потребителям во время аварийных отключений.

Применение новых конструкций теплопроводов полной комплектации позволяет:

- снизить тепловые потери примерно в 1,5-2 раза;
- снизить капитальные затраты на 15-20%;
- снизить эксплуатационные затраты в 1,5-2 раза;
- снизить ремонтные затраты в 2-3 раза;
- уменьшить время прокладки в 1,5-2 раза;
- исключить влияние блуждающих токов и, следовательно, внешнюю коррозию;
 - исключить строительство дорогостоящих каналов;
- свести к минимуму аварийность, благодаря обязательной установке системы дистанционного контроля, стоимость которой не превышает 1,5-2%от общей стоимости тепловых сетей.

Таким образом, годовой экономический эффект, получаемый в тепловых сетях, рассчитывается по формуле:

$$9_{\text{т.с.}} = 9_{\text{кап.вл.}} + 9_{\text{долгов}} + 9$$
 рем. $+ 9_{\text{экспл.}} + 9_{\text{топл.}}$

Средства, вложенные в энергосберегающие технологии, окупаются (по данным экспертных оценок реализованных программ энергосбережения) в срок от нескольких месяцев до 5-6 лет, что в 2-2,5 раза быстрее, чем при строительстве новых генерирующих мощностей.

В табл. 9.2 приводятся результаты технико-экономического анализа теплоизоляционных конструкций тепловых сетей диаметром 159 мм.

Таблица 9.2 – Результаты технико-экономического анализа теплоизоляционных конструкций

Показатель	Ед. изм.	$A\Pi B^1$	АПБ-У ²	$\Phi\Pi^3$	$ИТ^4$	ПБИ ⁵	$\Pi\Pi Y^6$
Коэффициент теплопроводности	Вт/мК	0,115	0,07	0,058	0,07	0,08	0,038
Толщина теплоизоляции Ду	MM	75	75	50	80	50	40
Плотность теплового потока при температуре 90 °C в прямом	Вт/м	79,4	5,8	56,7	55,3	81,4	43,5

трубопроводе т/сети							
Плотность теплового потока при температуре 50 °C в обратном	Вт/м	42,1	29,53	30,0	29,3	48,1	23,0
трубопроводе							
Нормы плотности теплового потока для прямого и обратного трубопроводов, при температуре 90/50 °C. (изм. №1 СНиП 2.04.14-88)	Вт/м	42/17	42/17	42/17	42/17	42/17	42/17
Срок службы трубопровода Т	Лет	15	15	10	11-12	25	30

¹⁾ АПБ – армированный пенобетон; 2) АПБ-У – армированный пенобетон улучшенный; 3) ФП – фенольный поропласт; 4) ИТ – вспученный вермикулит; 5) ПБИ – полимер-пенобетон; 6) ППУ – пенополиуретан.

Таблица 9.3 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция

теплотрасс с использованием трубопроводов «Касафлекс»»

теплотрасс с использованием тру	<u> </u>	1						
Наименование проекта		ия теплотрасс с использованием опроводов "Касафлекс"						
	Замена изношенных участков теплотрасс на систему							
	гибких предизолированных труб Касафлекс с целью							
Haway ya an wayyay wan ayarra	уменьшения тепловых потерь при транспортировке							
Цели и задачи проекта								
	тепловой энергии и постепенной заменой фичически и морально устаревших участков теплотрасс							
Chorry has the syrver the syrms	морально ус	2014-2029 г.						
Сроки реализации проекта	2015 -							
	2015 г.	3127,708						
	2016 г.	3288,515						
	2017 г.	3489,042						
	2018 г.	3665,684						
	2019 г.	3839,841						
	2020 г.	3990,519						
Пиокоматирования то инвостиции	2021 г.	4150,075						
Дисконтированные инвестиции	2022 г.	4292,253						
проекта по годам, тыс.руб.	2023 г.	4205,301						
	2024 г.	4080,463						
	2025 г.	4187,818						
	2026 г.	4297,428						
	2027 г.	4408,716						
	2028 г.	4514,567						
	2029 г.	4609,728						
Направление проекта		роект эффективности						
1 1		офект достигается за счет сокращения						
		портировке тепловой энергии. Расчет						
Описание экономического эффекта		эффекта базируется на сокращении						
		оставляющей издержек в составе						
		рат теплоснабжающей организации.						
Показатели эко	номической эффект							
Чистая приведенная стоимость								
(NPV), тыс.руб.		65 982						
Внутренняя норма рентабельности		12 440/						
(IRR), %		13,44%						
Простой срок окупаемости (РР), лет		17,85						

Дисконтированный срок	10.92
окупаемости (РВР), лет	19,82

9.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

В рассматриваемой схеме теплоснабжения анализируются инвестиционные проекты, по которым могут осуществлять финансирование хозяйствующие субъекты различной отраслевой и муниципальной принадлежности.

В общем случае источники инвестиций на реализацию мероприятий, предусмотренными данной программой можно изобразить следующим образом (Рис.9.3).

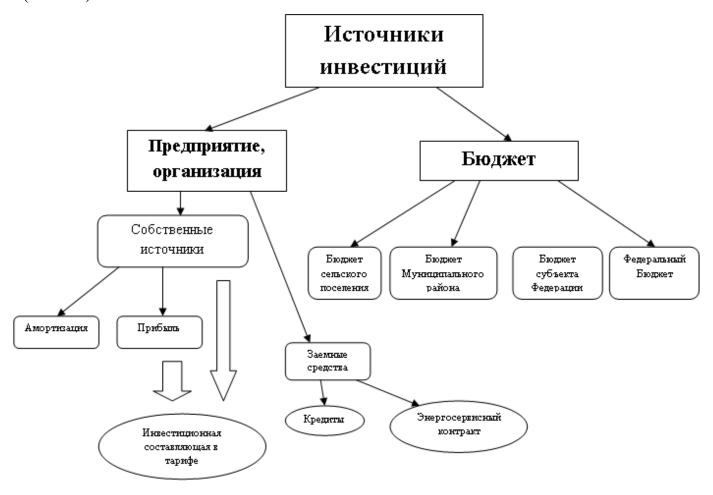


Рис. 9.3 – Структура инвестиций

В связи со значительным объёмом инвестиционных вложений, планируемых к осуществлению в краткосрочной перспективе, необходимо оценить уровень

дополнительной финансовой нагрузки на потребителей коммунальных ресурсов и, на основании, полученного результата сформулировать предложения о возможных источниках финансирования мероприятий программы.

В связи с неопределённостью бюджетного финансирования, тарифных возможностей организаций ЖКХ, отсутствием полной законодательной базы относительно заключения энергосервисных контрактов для предприятий с регулируемыми видами деятельности, данная работа выполнена без определения источника финансирования.

9.3 Расчеты эффективности инвестиций

Расчеты инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» представлены ниже.

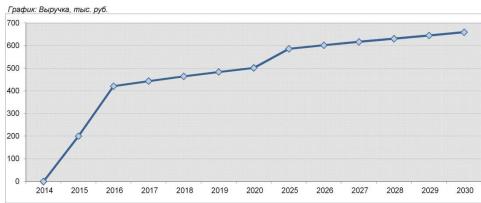
АЛЬТ-Инвест™ Сумм 6.1 Описание проекта																
ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТА																
Название проекта: Реконструкция/замена котлооагрегатов																
Дата начала проекта	01.01.2014															
Срок жизни проекта	17 лет															
Јаг планирования	год															
Ілительность шага планирования	360 дн.															
Основная валюта расчета	тыс. руб.															
ностранная валюта	\$															
алюта для отображения результатов	тыс. руб.															
	5		_													
Зык интерфейса и таблиц ащита	Русский Включена															
ащита Іоказывать реальные даты в названиях периодов?	Да															
СТАРТОВОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОЕКТА			01.01.2014													
ИНФЛЯЦИЯ И МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОГНОЗЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Метод расчетов	2		Прогнозные ц	ены (с учетс	ом инфляции)											
Предполагаемый темп годового роста цен µля основной валюты		%	5,5%	4,7%	4,8%	5,1%	4,5%	4,0%	3,5%	2,6%	2,5%	2,3%	2,1%	2,0%	2,0%	
] анные для иностранной валюты																
Ставка рефинансирования ЦБ		%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	
НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ В ФОНДЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
СУЩЕСТВУЮЩИЕ АКТИВЫ ПРОЕКТА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
ИНВЕСТИЦИИ ПРОЕКТА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
инвестиции проекта			2014	2013	2010	2017	2010	2019	2020	2020	2020	2021	2020	2029	2000	W1010
Земельные участки																
Наименование	Валюта															
величина платежей	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Вдания и сооружения																
	Валюта															
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Оборудование и другие активы																
Реконструкция/замена котлооагрегатов	Валюта	259														
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	5 383	5 641	0	0	0	0	7 716	7 907	0	0	0	0	26 6
Іематериальные активы																
Наименование	Валюта															
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ринансовые вложения 																
Наименование	Валюта		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	^	0	
величина платежей	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Расходы будущих периодов																

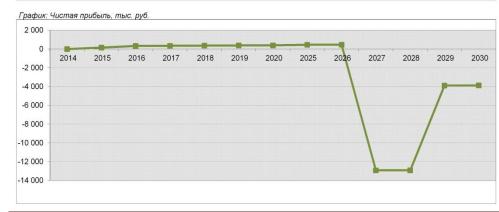
Реконструкция/замена котпооагрегатов	Валюта				F 0 1 1	•		•		7740	7.007	_	•	•	•	64 66-
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	0	5 641	0	0	0	0	7 716	7 907	0	0	0	0	21 263
Проценты по кредитам на инвестиционной фазе инвестиционная фаза заканчивается с начала	0	тыс. руб. периода	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая величина ранее осуществленных инвестиций Незавершенные инвестиции в стартовом балансе Незавершенные инвестиции по данным текущей таблицы Существующие активы Учитывать при оценке эффективности в сумме	0 0 0	тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.														
 Итого: Земельные участки Итого: Здания и сооружения Итого: Оборудование и другие активы Итого: Нематериальные активы Итого: Финансовые вложения Итого: Расходы будущих периодов Итого: ВСЕ АКТИВЫ 		тыс. руб.	0 0 0 0 0	0 0 5 383 0 0 0 5 383	0 0 5 641 0 0 5 641 11 282	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 7 716 0 0 7 716 15 431	0 0 7 907 0 0 7 907 15 813	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 26 646 0 0 21 263 47 909
лизинг			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Control Control Control			2011	2010	2010	2011	2010	2010	2020	2020	2020	2021	1010	2020	2000	711010
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта	Номинальный о 0,0	тнт	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ (в единицах)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта		тнт	0	79	159	159	159	160	160	162	162	162	163	163	163	2 493
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ (за единицу, с НДС)																
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта	<i>Валюта</i> 1	тыс. руб.	2014	2,99	3,13	3,29	3,44	2019 3,58	3,71	4,29	2026 4,39	4,49	2028 4,58	2029 4,68	2030 4,77	
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта		тыс. руб.	2,71	2,99	3,13	3,29	3,44	3,58	3,71	4,29	4,39	4,49	4,58	4,68	4,77	итого
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь		тыс. руб.							-							итого 9 962
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь			2,71	2,99	3,13	3,29	3,44	3,58	3,71	4,29	4,39	4,49	4,58	4,68	4,77	
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта		тыс. руб.	2,71 2014	2,99 2015 237	3,13 2016 497	3,29 2017 524	3,44 2018 548	3,58 2019 571	3,71 2020 593	4,29 2025 692	4,39 2026 711	4,49 2027 728	4,58 2028 745	4,68 2029 762	4,77 2030 778	9 962
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта		тыс. руб.	2,71 2014	2,99 2015 237	3,13 2016 497	3,29 2017 524	3,44 2018 548	3,58 2019 571	3,71 2020 593	4,29 2025 692	4,39 2026 711	4,49 2027 728	4,58 2028 745	4,68 2029 762	4,77 2030 778	9 962
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта = Итого	1	тыс. руб. тыс. руб.	2,71	2,99 2015 237 237	3,13 2016 497 497	3,29 2017 524 524	3,44 2018 548 548	3,58 2019 571 571	3,71 2020 593 593	4,29 2025 692 692	4,39 2026 711 711	4,49 2027 728 728	4,58 2028 745 745	4,68 2029 762 762	4,77 2030 778 778	9 962 9 962
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь период жизни проекта = Итого ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА (в единицах) Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь план произвойства план произвойства план произвойства план реализации	1	тыс. руб. тыс. руб. ооекта тнт	2,71	2,99 2015 237 237 2015	2016 497 497 2016	3,29 2017 524 524 2017	3,44 2018 548 548 2018	3,58 2019 571 571 2019	3,71 2020 593 593 2020	4,29 2025 692 692 2025 162 162 162	4,39 2026 711 711 2026	2027 728 728 2027	4,58 2028 745 745 2028	4,68 2029 762 762 2029 163 163	2030 778 778 2030	9 962 9 962 ИТОГО 2 493

ЦЕНА СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ (за единицу, с НДС)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	0									200000						
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь Материалы на эксплуатацию	<i>Валюта</i> 1	тыс. руб.	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,35	
ЗАТРАТЫ НА СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на весь Материалы на эксплуатацию	период жизни пр	тыс. руб. тыс. руб.	0	3	6	6	6	6	7 7	8	8	8	9	9	9	114 114
= Итого		тыс. руб.	0	3	6	6	6	6	7	8	8	8	9	9	9	114
													<u> </u>			
ПРОЧИЕ ПЕРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
ПЕРСОНАЛ И ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
ОБОРОТНЫЙ КАПИТАЛ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Средства собственников		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C
Средства от текущей деятельности	Валюта 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Целевое финансирование	<i>Валюта</i> 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C
Средства от инвесторов строительства		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Справка: Остаток средств на счете (текущий проект) Справка: Остаток средств на счете (портфель проектов)	тыс. руб. тыс. руб.	0 0	-5 212 -8 245	-16 147 -22 111	-15 795 -24 681	-15 426 -27 157	-15 042 -29 431	-14 643 -31 614	-27 880 -52 463	-43 216 -67 562	-42 533 -64 635	-41 796 -60 675	-41 044 -55 605	-40 274 -44 602	
кредиты			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИНВЕСТИЦИЯХ В ПРОЕКТ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Потребность в инвестициях		тыс. руб.	0	5 371	11 269	-1	-1	-1	-1	15 430	15 812	37	0	0	0	47 909
Инвестиции в здания и сооружения		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Инвестиции в земельные участки		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Инвестиции в нематериальные активы		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Инвестиции в финансовые активы Инвестиции в оборудование и прочие активы		тыс. руб. тыс. руб.	0	0 5 383	0 5 641	0	0	0	0	0 7 716	0 7 907	0	0	0	0	26 646
Оплата расходов будущих периодов		тыс. руб.	0	0	5 641	0	0	0	0	7 716	7 907	0	0	0	0	21 263
Прирост чистого оборотного капитала		тыс. руб.	0	-12	-13	-1	-1	-1	-1	-1	-1	37	0	0	0	(
Привлечение финансирования		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	·
Средства собственников		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
-L-W		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Средства от текущей деятельности				•	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование		тыс. руб.	0	0	100		10 March 1997							32.27		
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование Средства от инвесторов строительства		тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование		тыс. руб.	0	0	0			-					-			(
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование Средства от инвесторов строительства Поступление денег от кредита Возврат финансирования		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	o 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	(
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование Средства от инвесторов строительства Поступление денег от кредита Возврат финансирования Выплаченные проценты		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 0 0	
Средства от текущей деятельности Целевое финансирование Средства от инвесторов строительства Поступление денег от кредита Возврат финансирования		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0	0 0	0 0 0	0 0 0	o	0 0 0	0 0	0

Справка: Остаток средств на счете (текущий проект)		тыс. руб.	0	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-14 643	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	-40 274
Минимальный остаток средств на счете	-43 216	тыс. руб.													

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Выручка (нетто)	тыс. руб.	0	201	421	444	465	484	502	586	602	617	631	645	660	8 442
Себестоимость	тыс. руб.	0	2	5	5	5	6	6	7	7	13 533	13 534	4 524	4 524	36 182
Валовая прибыль	тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-27 740
Оплата административного и коммерческого персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Административные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коммерческие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налоги, кроме налога на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проценты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-27 740
Прибыль / убыток от реализации внеоборотных активов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль / убыток от строительной деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Курсовые разницы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие доходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-27 740
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	40	83	88	92	96	99	116	119	0	0	0	0	1 164
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	0	159	333	351	368	383	397	464	476	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-28 904

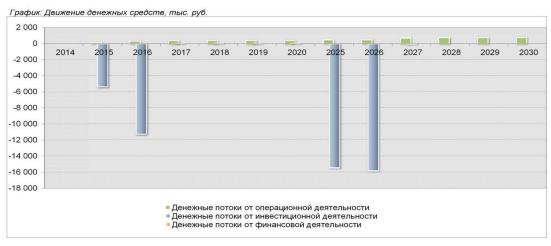


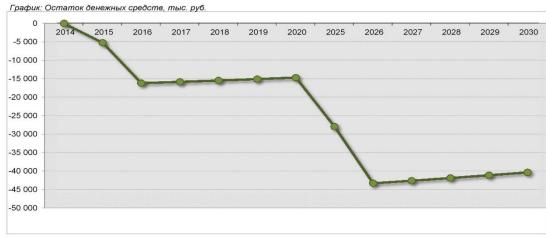


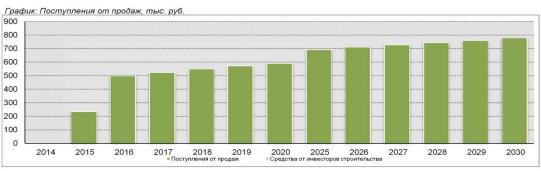
ПРИЛОЖЕНИЕ К ОТЧЕТУ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Прочие доходы (без НДС)	Валюта 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы (без НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Курсовые разницы Дивиденды	0%	тыс. руб. тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до налога, процентов и амортизации (EBITDA)		тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	610	624	638	652	8 345
Прибыль до процентов и налога (EBIT) Посленалоговая операционная прибыль (NOPLAT)		тыс. руб. тыс. руб.	0	198 159	417 333	439 351	459 368	479 383	497 397	580 464	596 476	-12 916 -10 333	-12 902 -10 322	-3 878 -3 103	-3 864 -3 091	-27 740 -22 192

График: EBITDA, тыс. руб.

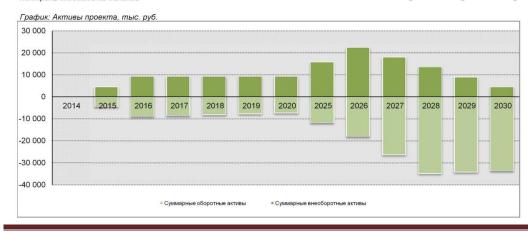
ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
			Sections	-th (school	000000000	0.0000		bening room	0.02000 PM	55C2****	100160-267	47 Service constr	102000000	37903000	1700 000000000
Поступления от продаж	тыс. руб.	0	237	497	524	548	571	593	692	711	728	745	762	778	9 962
Затраты на материалы и комплектующие	тыс. руб.	0	-3	-6	-6	-6	-6	-7	-8	-8	-8	-9	-9	-9	-114
Прочие переменные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарплата	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налоги	тыс. руб.	0	-75	-158	-167	-175	-182	-189	-220	-226	0	0	0	0	-2 212
Выплата процентов по кредитам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие поступления	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. руб.	0	159	333	351	368	383	397	464	476	720	736	753	769	7 635
Инвестиции в земельные участки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в здания и сооружения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в оборудование и прочие активы	тыс. руб.	0	-5 383	-5 641	0	0	0	0	-7 716	-7 907	0	0	0	0	-26 646
Инвестиции в нематериальные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в финансовые активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оплата расходов будущих периодов	тыс. руб.	0	0	-5 641	0	0	0	0	-7 716	-7 907	0	0	0	0	-21 263
Прирост чистого оборотного капитала	тыс. руб.	0	12	13	1	1	1	1	1	1	-37	0	0	0	0
Выручка от реализации активов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	0	-5 371	-11 269	1	1	1	1	-15 430	-15 812	-37	0	0	0	-47 909
Поступления собственного капитала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Целевое финансирование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства от инвесторов строительства	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Поступления кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Лизинговые платежи	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплата дивидендов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от финансовой деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарный денежный поток за период	тыс. руб.	0	-5 212	-10 935	352	369	384	398	-14 967	-15 336	683	736	753	769	-40 274
Денежные средства на начало периода	тыс. руб.	0	0	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-12 913	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	
Денежные средства на конец периода	тыс. руб.	0	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-14 643	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	-40 274	

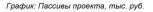


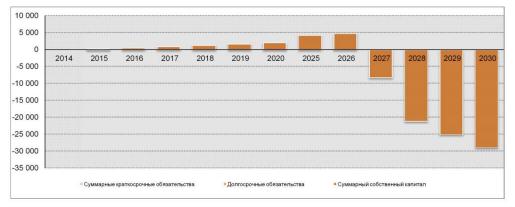




БАЛАНС		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Денежные средства	тыс. руб.	0	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-14 643	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	-40 274
Дебиторская задолженность	тыс. руб.	0	-5212	-10 147	-13 /93	-13 420	-13 042	-14 043	-27 880	-43 2 10	-42 555	-41 790	-41 044	-40 272
Авансы уплаченные	тыс. руб.	0	0	4 781	4 781	4 781	4 781	4 781	11 319	18 020	0	0	0	
Готовая продукция	тыс. руб.	0	0	0	4 7 0 1	4 / 01	4701	4701	0	0	0	0	0	
Незавершенное производство	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Материалы и комплектующие	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
НДС на приобретенные товары	тыс. руб.	0	821	2 542	2 542	2 542	2 542	2 542	4 896	7 308	7 198	7 086	6 971	6 85
Расходы будущих периодов	тыс. руб.	0	0	0	2 342	0	0	0	0	7 300	9 010	0	0 3/1	0 00
Гасходы оудущих периодов Прочие оборотные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Суммарные оборотные активы		0	-4 391	-8 824	-8 472	-8 103	-7 719	-7 321	-11 665	-17 888	-26 324	-34 710	-34 072	-33 42
Суммарные оборотные активы	тыс. руб.	U	-4 391	-0 024	-0 4/2	-0 103	-/ /15	-7 321	-11 005	-17 000	-26 324	-34 / 10	-34 072	-33 42
Внеоборотные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 065	13 549	9 033	4 510
земельные участки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
здания и сооружения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
оборудование и прочие активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18 065	13 549	9 033	4 51
нематериальные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Финансовые вложения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Незавершенные капиталовложения	тыс. руб.	0	4 562	9 342	9 342	9 342	9 342	9 342	15 881	22 581	0	0	0	
Суммарные внеоборотные активы	тыс. руб.	0	4 562	9 342	9 342	9 342	9 342	9 342	15 881	22 581	18 065	13 549	9 033	4 510
= ИТОГО АКТИВОВ	тыс. руб.	0	171	518	870	1 239	1 623	2 021	4 216	4 694	-8 259	-21 161	-25 040	-28 904
Кредиторская задолженность	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
за поставленные товары	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
за внеоборотные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Расчеты с бюджетом	тыс. руб.	0	12	26	27	28	30	31	36	37	0	0	0	
Расчеты с персоналом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Авансы покупателей	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Краткосрочные кредиты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Прочие краткосрочные обязательства	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Суммарные краткосрочные обязательства	тыс. руб.	0	12	26	27	28	30	31	36	37	0	0	0	
	тыс. руб.													
Долгосрочные обязательства	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Средства собственников	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Нераспределенная прибыль	тыс. руб.	0	159	492	843	1 211	1 594	1 991	4 181	4 657	-8 259	-21 161	-25 040	-28 904
Прочие источники финансирования	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20 50
Суммарный собственный капитал	тыс. руб.	o	159	492	843	1 211	1 594	1 991	4 181	4 657	-8 259	-21 161	-25 040	-28 90
= ИТОГО ПАССИВОВ	тыс. руб.	0	171	518	870	1 239	1 623	2 021	4 216	4 694	-8 259	-21 161	-25 040	-28 90
Контроль сходимости баланса	тыс. рус.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-20 30-

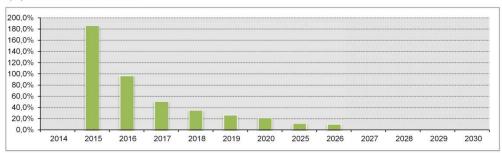


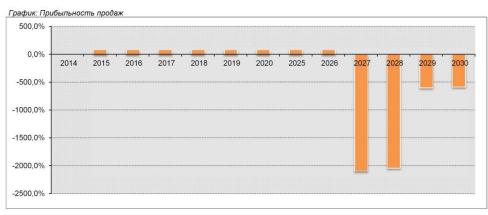


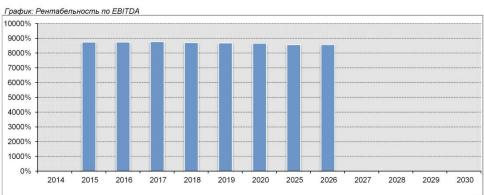


ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Рентабельность активов	%	-	185,7%	96,8%	50,6%	34,9%	26,8%	21,8%	11,6%	10,7%	-		-	-
Рентабельность собственного капитала	%	-	200,0%	102,4%	52,6%	35,8%	27,3%	22,2%	11,7%	10,8%	-	-	-	-
Рентабельность внеоборотных активов	%	-	7,0%	4,8%	3,8%	3,9%	4,1%	4,3%	3,7%	2,5%	-63,6%	-81,6%	-34,4%	-85,6%
Прямые расходы к выручке от реализации	%	(41)	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	2192,3%	2143,9%	700,9%	685,7%
Прибыльность продаж	%	-	79,1%	79,1%	79,1%	79,1%	79,1%	79,1%	79,1%	79,1%	-2092,3%	-2043,9%	-600,9%	-585,7%
Доля постоянных затрат	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	99,9%	99,9%	99,8%	99,8%
Точка безубыточности	тыс. руб.	-	0	0	0	0	0	0	0	0	13 684	13 685	4 569	4 569
"Запас прочности"	%	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-2116,7%	-2067,8%	-608,0%	-592,6%
Рентабельность по EBITDA	%	-	8753%	8760%	8788%	8733%	8694%	8653%	8575%	8563%	5%	5%	14%	14%
Рентабельность по ЕВІТ	%	-	8753%	8760%	8788%	8733%	8694%	8653%	8575%	8563%	-95%	-95%	-86%	-85%
Рентабельность по чистой прибыли	%	-	7002%	7008%	7031%	6986%	6955%	6922%	6860%	6850%	-95%	-95%	-86%	-85%
Эффективная ставка налога на прибыль	%	0,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Коэффициент общей ликвидности	разы	-	-358,84	-343,49		-286,03				-487,10				-
Чистый оборотный капитал	тыс. руб.	0	-4 403	-8 850	-8 499	-8 132	-7 749	-7 351	-11 700	-17 925	-26 324	-34 710	-34 072	-33 420
Коэффициент общей платежеспособности	разы	-	0,93	0,95	0,97	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	2	=	_	_
Коэффициент автономии	разы	(=)	12,97	19,15		42,73				126,81				-
Доля долгосрочных кредитов в валюте баланса	%	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		5.		-
Общий коэффициент покрытия долга	разы	-	-	-	-	2	-	(2)	2	-	_	_	-	-
Покрытие процентов по кредитам	разы	-	_	-	-	=	(=)	(4)	2	-	-	=	-	=

График: Рентабельность активов







АНАЛИЗ СЕБЕСТОИМОСТИ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030
База распределения постоянных расходов	1 Затраты на сь	ірье и матер	иалы											
Среднее сокращение потребления твёрдого топлива на в	есь период жизни проекта													
Цена реализации	тыс. руб. / тнт	2,29	2,53	2,66	2,79	2,92	3,03	3,14	3,63	3,72	3,81	3,88	3,96	4,04
Себестоимость единицы	тыс. руб. / тнт	-	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	83,44	83,28	27,79	27,74
Ценовой коэффициент	%	-	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Рентабельность	%	_	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	-2092%	-2044%	-601%	-586%

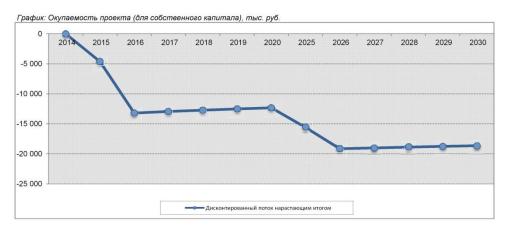
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗА	TPAT		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Учитывать ранее осуществленные инвестиции Учитывать остаточную стоимость проекта Валюта расчетов: Годовая ставка дисконтирования:	1 2 1 13%	Да Нет тыс. руб. %	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
Учитываемые денежные потоки проекта: Чистый денежный поток Дисконтированный чистый денежный поток Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	-5 212 -4 612 -4 612	-10 935 -8 564 -13 176	352 244 -12 932	369 226 -12 706	384 209 -12 497	398 191 -12 306	-14 967 -3 902 -15 593	-15 336 -3 538 -19 131	683 140 -18 991	736 133 -18 858	753 120 -18 738	769 109 -18 629	-40 274 -18 629

ООО «ИВЦ «ЭНЕРГОАКТИВ»

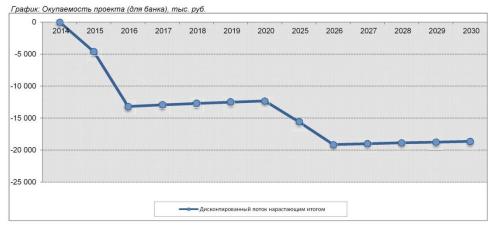
Простой срок окупаемости	Нет	лет
Чистая приведенная стоимость (NPV)	-18 629	тыс. руб.
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	Нет	лет
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Нет	(номинальная - с учетом инфляции)
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	0,10	разы
Модифицированная IRR (MIRR)	-2%	
Ставка реинвестирования доходов	13%	
Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	13%	



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Учитывать ранее осуществленные инвестиции Учитывать остаточную стоимость проекта Валюта расчетов: Годовая ставка дисконтирования:	1 2 1 13%	Да Нет тыс. руб. %	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
Учитываемые денежные потоки проекта: Чистый денежный поток Дисконтированный чистый денежный поток Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	-5 212 -4 612 -4 612	-10 935 -8 564 -13 176	352 244 -12 932	369 226 -12 706	384 209 -12 497	398 191 -12 306	-14 967 -3 902 -15 593	-15 336 -3 538 -19 131	683 140 -18 991	736 133 -18 858	753 120 -18 738	769 109 -18 629	-18 629
Простой срок окупаемости	Нет	лет														
Чистая приведенная стоимость (NPV) Дисконтированный срок окупаемости (PBP) Внутренняя норма рентабельности (IRR) Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	- 18 629 Нет Нет 0,10	тыс. руб. лет (номинальная - разы	- с учетом инф	оляции)												
Модифицированная IRR (MIRR) Ставка реинвестирования доходов Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	-2% 13% 13%															



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ БАНКА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ИТОГО
Валюта расчетов: Годовая ставка дисконтирования:	1 13%	тыс. руб. %	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
Учитываемые денежные потоки проекта: Чистый денежный поток Дисконтированный чистый денежный поток Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	-5 212 -4 612 -4 612	-10 935 -8 564 -13 176	352 244 -12 932	369 226 -12 706	384 209 -12 497	398 191 -12 306	-14 967 -3 902 -15 593	-15 336 -3 538 -19 131	683 140 -18 991	736 133 -18 858	753 120 -18 738	769 109 -18 629	-18 629
Простой срок окупаемости	Нет	лет														
Чистая приведенная стоимость (NPV) Дисконтированный срок окупаемости (PBP) Внутренняя норма рентабельности (IRR) Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	- 18 629 Нет Нет 0,10	тыс. руб. лет (номинальная - разы	- с учетом инф	оляции)												
Модифицированная IRR (MIRR) Ставка реинвестирования доходов Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	-2% 13% 13%															



OOO «ИВЦ «ЭНЕРГОАКТИВ»

ОЦЕНКА БИЗНЕСА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Валюта расчетов: Годовая ставка дисконтирования: Долгосрочные темпы роста в постпрогнозный период	1 13% 2%	тыс. руб. % %	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
Денежный поток для собственного капитала Чистая прибыль Амортизация Изменение чистого оборотного капитала Инвестиции Изменение долгосрочной задолженности		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0 0	-5 212 159 0 -12 -5 383 0	-15 716 333 0 4 767 -11 282 0	352 351 0 -1 0	369 368 0 -1 0	384 383 0 -1 0	398 397 0 -1 0	-21 505 464 0 6 538 -15 431	-22 037 476 0 6 700 -15 813	18 593 -12 916 13 526 -17 983 0 0	624 -12 902 13 526 0 0	638 -3 878 4 516 0 0	652 -3 864 4 516 0 0	-40 728 -28 904 36 085 0 -47 909
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	0	-4 339	-11 578	230	213	196	180	-5 274	-4 783	3 571	106	96	87	-20 716
Продленная стоимость проекта	-28 778	тыс. руб.														
Итого стоимость бизнеса	-24 320	тыс. руб.														
БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Доли налоговых поступлений в бюджеты разных уров	ней															
Налог на добавленную стоимость Налог на прибыль Страховые взносы в социальные фонды Акцизы и экспортные пошлины Импортная пошлина Подоходный налог Земельный налог Налог на имущество Другие налоги, относимые на текущие затраты Другие налоги, относимые на финансовые результаты Единый налог на вмененный доход Упрощенная система налогообложения Ставка налога на доходы физических лиц Налоговые поступления в федеральный бюджет	федеральный 100% 100% 100% 100% 100% 100% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 13%	meppumopuu 0% 90% 0% 0% 0% 100% 100% 100% 100% 100	0	0 40	0 83	0 88	0 92	0 96	0	0 116	0 119	0	0	0.0	0	0 1 164
Налоговые поступления в территориальный бюджет Бюджетное финансирование		тыс. руб.	0	36	75	79	83	86	89	104	107	0	0	0	0	
Федеральный бюджет целевое финансирование кредиты выданные возврат кредитов проценты по выданным кредитам Территориальный бюджет целевое финансирование кредиты выданные возврат кредитов проценты по выданным кредитам Доходы бюджетов		тыс. руб.	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0 0	0 0 0 0
Суммарные денежные потоки федерального бюджета Суммарные денежные потоки территориального бюджета		тыс. руб. тыс. руб.	0	40 36	83 75	88 79	92 83	96 86	99 89	116 104	119 107	0	0	0	0	1 164 1 048
Годовая ставка дисконтирования:	13%	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	
Дисконтированные потоки федерального бюджета Дисконтированные потоки территориального бюджета		-	0	35 32	65 59	61 55	56 51	52 47	48 43	30 27	27 25	0	0	0	0	528 475
NPV федерального бюджета	528	тыс. руб.														

NPV территориального бюджета	475	тыс, руб.														
ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026	2027	2028	2029	2030	итого
Выручка от реализации (без НДС)		тыс. руб.	0	201	421	444	465	484	502	586	602	617	631	645	660	8 442
Затраты на производство (без НДС)		тыс. руб.	0	2	5	5	5	6	6	7	7	13 533	13 534	4 524	4 524	36 182
Прибыль до налога, процентов и амортизации (EBITDA)		тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	610	624	638	652	8 345
Прибыль до процентов и налога (EBIT)		тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-27 740
Прибыль до налогообложения		тыс. руб.	0	198	417	439	459	479	497	580	596	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-27 740
Чистая прибыль (убыток)		тыс. руб.	0	159	333	351	368	383	397	464	476	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-28 904
Нераспределенная прибыль (за период)		тыс. руб.	0	159	333	351	368	383	397	464	476	-12 916	-12 902	-3 878	-3 864	-28 904
Инвестции во внеоборотные активы		тыс. руб.	0	-5 383	-11 282	0	0	0	0	-15 431	-15 813	0	0	0	0	-47 909
Инвестиции в оборотный капитал		тыс. руб.	0	12	13	1	1	1	1	1	1	-37	0	0	0	(
Собственные средства и целевое финансирование		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Привлечение кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Погашение кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Выплата процентов по кредитам		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(
Суммарный денежный поток за период		тыс. руб.	0	-5 212	-10 935	352	369	384	398	-14 967	-15 336	683	736	753	769	-40 274
Денежные средства на начало периода		тыс. руб.	0	0 2 1 2	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-12 913	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	10 27
Денежные средства на конец периода		тыс. руб.	Ő	-5 212	-16 147	-15 795	-15 426	-15 042	-14 643	-27 880	-43 216	-42 533	-41 796	-41 044	-40 274	
Эффективность полных инвестиционных затрат																
Чистая приведенная стоимость (NPV)	-18 629	тыс. руб.														
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	Нет	лет														
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Нет	(номинальная -	с учетом инф	пании)												
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	10%	%	o y to row mitp	пиции)												
Эффективность для собственного капитала																
Чистая приведенная стоимость (NPV)	-18 629	тыс. руб.														
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	Нет	лет														
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Нет		с учетом инф	пании)												
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	10%	разы	(номинальная - с учетом инфляции) разы													
Эффективность для банка																
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	Нет	лет														
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Нет	(номинальная -	с учетом инф	nariiwiw)												

Расчеты инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов «Касафлекс»» представлены ниже.

АЛЬТ-Инвест™ Сумм 6.1																
Описание проекта																
Название проекта: Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов "Касафлекс"																
Дата начала проекта Срок жизни проекта Шаг планирования Длительность шага планирования Основная валюта расчета Иностранная валюта Валюта для отображения результатов	01.01.2014 50 лет год 360 дн. тыс. руб. \$ тыс. руб.															
Язык интерфейса и таблиц Защита Показывать реальные даты в названиях периодов?	Русский Включена Да]													
СТАРТОВОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОЕКТА			01.01.2014													
ИНФЛЯЦИЯ И МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОГНОЗ	ВЫ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	
Метод расчетов	2		Прогнозные ц	ены (с учетс	м инфляции)	03										
Предполагаемый темп годового роста цен для основной валюты	100	%	5,5%	4,7%	4,8%	5,1%	4,5%	4,0%	3,5%	2,6%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Данные для иностранной валюты																
Ставка рефинансирования ЦБ		%	8,3%	7,0%	7,1%	7,7%	6,6%	6,0%	5,3%	3,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ В ФОНДЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
СУЩЕСТВУЮЩИЕ АКТИВЫ ПРОЕКТА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
инвестиции проекта			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Земельные участки																
Наименование	Валюта															
величина платежей	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
Здания и сооружения																
Наименование	Валюта														-	
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Оборудование и другие активы																
Реконструкция теплотрасс	Валюта					960								2147	and a	
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	3 128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 12
Нематериальные активы																
Наименование	Валюта															
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Финансовые вложения																
Наименование	Валюта				_	_		_	_	_						
величина платежей	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

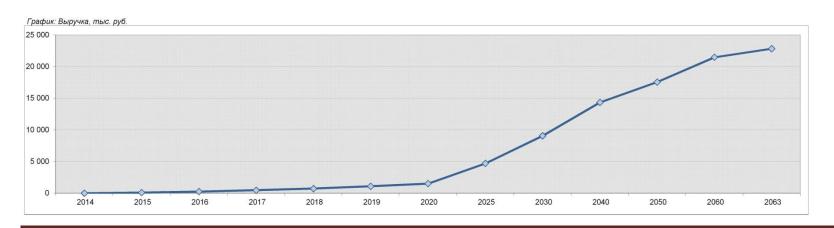
Расходы будущих периодов																
Реконструкция теплотрасс	Валюта				2 200	2 400	2.000	2.040	2.004	4.400	0	0	0	0	0	57.00
величина платежей (с НДС)	1	тыс. руб.			3 289	3 489	3 666	3 840	3 991	4 188	Ü	0	0	0	0	57 020
Проценты по кредитам на инвестиционной фазе		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
инвестиционная фаза заканчивается с начала	0	периода														
Общая величина ранее осуществленных инвестиций		_														
Незавершенные инвестиции в стартовом балансе	0	тыс. руб.														
Незавершенные инвестиции по данным текущей таблицы Существующие активы	0	тыс. руб. тыс. руб.														
Учитывать при оценке эффективности в сумме	0	тыс. руб.														
			1000	900	9940	Alleria	1600	02/400	15 Dec	5007	2007	760	780	1.04	9971	1000
= Итого: Земельные участки		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Итого: Здания и сооружения = Итого: Оборудование и другие активы		тыс. руб. тыс. руб.	0	3 128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 128
= Итого: Нематериальные активы		тыс. руб.	ő	0	Ö	0	o	0	0	0	0	ő	0	ő	ő	0 120
= Итого: Финансовые вложения		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Итого: Расходы будущих периодов		тыс. руб.	0	0	3 289	3 489	3 666	3 840	3 991	4 188	0	0	0	0	0	57 020
= Итого: ВСЕ АКТИВЫ		тыс. руб.	0	3 128	3 289	3 489	3 666	3 840	3 991	4 188	0	0	0	0	0	60 148
лизинг			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Экономия топлива на отпуск в сеть	Номинальный с 0,0	объем тнт	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
OKOHOMUH INDIBIUGU HA OHIIIYEK G CEHIB	0,0	IIII	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	10070	
55																
ОБЪЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ (в единицах)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Экономия топлива на отпуск в сеть		тнт	0	43	100	169	251	361	484	1 297	2 242	2 242	2 242	2 242	2 242	89 820
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ (за единицу, с НДС)	Валюта		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	
Экономия топлива на отпуск в сеть	1	тыс. руб.	2,71	2,99	3,13	3,29	3,44	3,58	3,71	4,29	4,77	7,56	9,25	11,32	12,02	
ДОХОДЫ ОТ ПРОДАЖ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	ИТОГО
						1947. P. S.	0.001000									
Экономия топлива на отпуск в сеть		тыс. руб.	0	129	313	556	863	1 291	1 795	5 557	10 700	16 942	20 731	25 368	26 951	724 934
= Итого		тыс. руб.	0	129	313	556	863	1 291	1 795	5 557	10 700	16 942	20 731	25 368	26 951	724 934
		1.50														
ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА (в единицах)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Экономия топлива на отпуск в сеть																
план производства		THT	0	43	100	169	251	361	484	1 297	2 242	2 242	2 242	2 242	2 242	89 820
план реализации		THT	0	43	100	169	251	361	484	1 297	2 242	2 242	2 242	2 242	2 242	89 820
склад готовой продукции		THT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
РАСХОД СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ (в единицах)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
SKOLIOWING TOLIGINDS HIS OTRIVER D COTI	Плановый газа	od ua odunu	anodumuu.													
Экономия топлива на отпуск в сеть Материалы на эксплуатацию	Плановый расх 0,1	оо на еоиницу г ед.	прооукции О	4	10	17	25	36	48	130	224	224	224	224	224	8 982

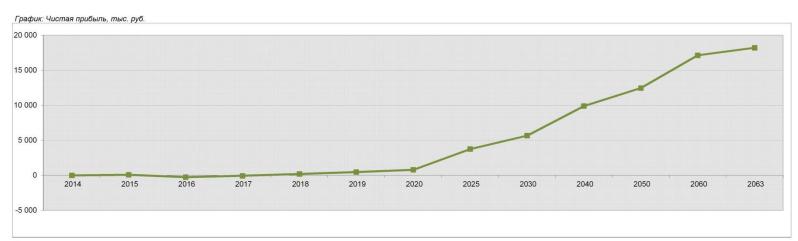
ЦЕНА СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ (за единицу, с НДС)			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	
100																
Экономия топлива на отпуск в сеть Материалы на эксплуатацию	Валюта 1	тыс. руб.	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,15	0,17	0,21	0,26	0,32	0,34	
ЗАТРАТЫ НА СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Экономия топлива на отпуск в сеть		тыс. руб. тыс. руб.	0	0	1	2 2	3	5 5	6	20 20	39 39	47 47	58 58	71 71	75 75	2 085 2 085
Материалы на эксплуатацию = Итого		тыс. руб.	0	0	1	2	3	5	6	20	39	47	58	71	75	2 085
- Molo		тыс. рус.								20				,,	70	2 000
ПРОЧИЕ ПЕРЕМЕННЫЕ ЗАТРАТЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Экономия топлива на отпуск в сеть	Валюта		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сокращение расходов на техническое обслуживание Плановый расход на единицу продукции	1 0,00	тыс. руб. тыс. руб.	0 0,00	0 0,00	0 0,00	0 0,00	0 0,00	0								
= Итого		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПЕРСОНАЯ ПЛАНОЗАЧАЕ И ПАНОЗАЧА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Прямые производственные расходы																
Расходы на материалы и комплектующие		тыс. руб.	0	0	1	2	3	5	6	20	39	47	58	71	75	2 085
Прочие переменные затраты Зарплата основного производственного персонала		тыс. руб. тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Страховые взносы на зарплату основного произв. персонала		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o	Ö	0
Наименование	<i>Валюта</i> 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07																
Общие производственные расходы																
Зарплата вспомогательного произв. персонала		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Страховые взносы на зарплату вспомогательного произв. пер Амортизация	осонала	тыс. руб. тыс. руб.	0	0	0 530	0 530	530	530	0 530	0	0 1 933	1 933	0 1 933	0	0	50 973
Земельный и другие налоги, относимые на текущие затраты	Валюта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Наименование	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Административные расходы																
Зарплата административного персонала		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Страховые взносы на зарплату административного персонал		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Наименование	Валюта 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коммерческие расходы																
Зарплата коммерческого персонала		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Страховые взносы на зарплату коммерческого персонала	Валюта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Haumehoeahue	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коммерческие расходы как % от продаж	0%	тыс. руб.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

= Итого: затраты в отчете о прибылях и убытках = Итого: оплата текущих расходов		тыс. руб. тыс. руб.	0	0 0	531 1	532 2	533 3	534 5	536 6	17 20	1 966 39	1 973 47	1 982 58	60 71	64 75	52 740 2 085
ОБОРОТНЫЙ КАПИТАЛ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Средства собственников		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства от текущей деятельности	Валюта 1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Валюта							-				0	_		0	0
Целевое финансирование	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	N-75	0	0		
Средства от инвесторов строительства		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Справка: Остаток средств на счете (текущий проект) Справка: Остаток средств на счете (портфель проектов)		<i>тыс. руб.</i> тыс. руб.	0	-3 034 -8 245	-6 017 -22 111	-8 951 -24 681	-11 757 -27 157	-14 390 -29 431	-16 971 -31 614	-24 583 -52 463	-10 372 -44 602	106 070 71 343	238 337 203 611	397 033 362 307	450 694 415 968	
					5 20000010000000000000000000000000000000			3777700						pro-2000 (600000)		
кредиты			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Существующие кредиты																
Годовая процентная ставка	12%		12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Погашение основного долга		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаченные проценты		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Задолженность на конец текущего периода		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Новые кредиты																
Наименование																
Тип кредита	2	Инвестицион	ный кредит													
Валюта кредита	1	тыс. руб.														
Годовая процентная ставка	12%		12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Отсрочка выплаты процентов	0	лет														
Поступление денег от кредита		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Погашение основного долга		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаченные проценты		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Задолженность на конец текущего периода		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
= Итого: Поступления от кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Итого: Погашение кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Итого: Выплата процентов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Итого: Задолженность по кредитам		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Общий коэффициент покрытия долга (текущий проект)		разы		-			-		-		-			-		
Общий коэффициент покрытия долга (портфель проектов	:)	разы		-	-	-	-	-	-		-	S.T.	-	-		
Справка: Остаток средств на счете (текущий проект)		тыс. руб.	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-16 971	-24 583	-10 372	106 070	238 337	397 033	450 694	
Справка: Остаток средств на счете (портфель проектов)		тыс. руб.	0	-8 245	-22 111	-24 681	-27 157	-29 431	-31 614	-52 463	-44 602	71 343	203 611	362 307	415 968	(2) 現
СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИНВЕСТИЦИЯХ В ПРОЕКТ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Потребность в инвестициях		тыс. руб.	0	3 121	3 295	3 489	3 666	3 833	3 917	4 137	428	-18	-22	-26	-28	58 743
Инвестиции в здания и сооружения		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в земельные участки		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в нематериальные активы		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в финансовые активы		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в оборудование и прочие активы		тыс. руб.	0	3 128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 128
Оплата расходов будущих периодов		тыс. руб.	0	0	3 289 7	3 489 0	3 666	3 840 -7	3 991	4 188	0	0	0	0	0	57 020
Прирост чистого оборотного капитала		тыс. руб.	0	-7		350	0		-73	-50	428	-18	-22	-26	-28	-1 405
Привлечение финансирования		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства собственников		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

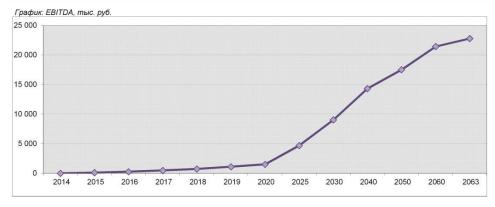
Средства от текущей деятельности		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Целевое финансирование		тыс. руб.	0	Ü	0	0	0	0	U	0	0	0	Ü	0	0	0
Средства от инвесторов строительства		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поступление денег от кредита		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат финансирования		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплаченные проценты		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дивиденды		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Лизинговые платежи		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Справка: Остаток средств на счете (текущий проект) Минимальный остаток средств на счете	-24 583	тыс. руб. тыс. руб.	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-16 971	-24 583	-10 372	106 070	238 337	397 033	450 694	

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	ИТОГО
Выручка (нетто)	тыс. руб.	0	110	265	472	731	1 094	1 522	4 709	9 068	14 358	17 569	21 498	22 840	614 351
Себестоимость	тыс. руб.	0	0	531	532	533	534	536	17	1 966	1 973	1 982	60	64	52 740
в том числе															
Сырье и материалы	тыс. руб.	0	0	1	2	3	4	5	17	33	40	49	60	64	1 767
Прочие переменные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оплата производственного персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Лизинговые платежи	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие производственные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Амортизация	тыс. руб.	0	0	530	530	530	530	530	0	1 933	1 933	1 933	0	0	50 973
Валовая прибыль	тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 612
Оплата административного и коммерческого персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Административные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коммерческие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налоги, кроме налога на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проценты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 612
Прибыль / убыток от реализации внеоборотных активов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль / убыток от строительной деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Курсовые разницы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие доходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 612
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	22	0	0	0	87	197	939	1 420	2 477	3 117	4 288	4 555	112 322
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	0	87	-266	-60	199	474	789	3 754	5 682	9 908	12 469	17 150	18 221	449 289



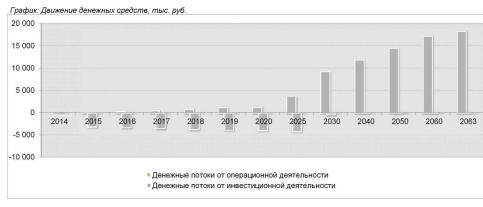


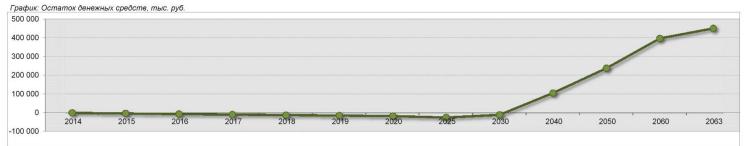
ПРИЛОЖЕНИЕ К ОТЧЕТУ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
	Валюта															
Прочие доходы (без НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы (без НДС)	1	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Курсовые разницы		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дивиденды	0%	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	С
Прибыль до налога, процентов и амортизации (EBITDA)		тыс. руб.	0	109	264	470	729	1 090	1 516	4 693	9 035	14 318	17 520	21 438	22 776	612 584
Прибыль до процентов и налога (EBIT)		тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 612
Посленалоговая операционная прибыль (NOPLAT)		тыс. руб.	0	87	-213	-48	159	448	789	3 754	5 682	9 908	12 469	17 150	18 221	449 289

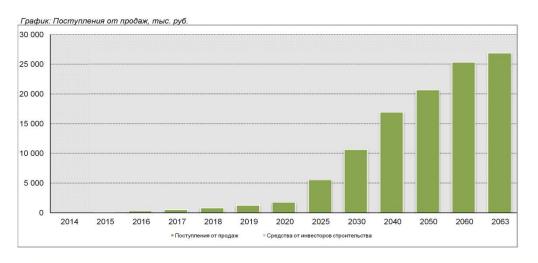


ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Поступления от продаж	тыс. руб.	0	129	313	556	863	1 291	1 795	5 557	10 700	16 942	20 731	25 368	26 951	724 934
Затраты на материалы и комплектующие	тыс. руб.	0	0	-1	-2	-3	-5	-6	-20	-39	-47	-58	-71	-75	-2 085
Прочие переменные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зарплата	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налоги	тыс. руб.	0	-42	0	0	0	-87	-453	-1 783	-1 420	-5 054	-6 271	-8 146	-8 655	-213 412
Выплата процентов по кредитам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Прочие поступления	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. руб.	0	87	312	554	860	1 200	1 336	3 754	9 241	11 841	14 402	17 150	18 221	509 437
Инвестиции в земельные участки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в здания и сооружения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в оборудование и прочие активы	тыс. руб.	0	-3 128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3 128
Инвестиции в нематериальные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции в финансовые активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оплата расходов будущих периодов	тыс. руб.	0	0	-3 289	-3 489	-3 666	-3 840	-3 991	-4 188	0	0	0	0	0	-57 020
Прирост чистого оборотного капитала	тыс. руб.	0	7	-7	0	0	7	73	50	-428	18	22	26	28	1 405
Выручка от реализации активов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	0	-3 121	-3 295	-3 489	-3 666	-3 833	-3 917	-4 137	-428	18	22	26	28	-58 743
Поступления собственного капитала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Целевое финансирование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средства от инвесторов строительства	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Поступления кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Возврат кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Лизинговые платежи	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выплата дивидендов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от финансовой деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарный денежный поток за период	тыс. руб.	0	-3 034	-2 983	-2 935	-2 806	-2 633	-2 581	-383	8 813	11 858	14 424	17 177	18 249	450 694
Денежные средства на начало периода	тыс. руб.	0	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-24 200	-19 185	94 211	223 913	379 857	432 445	
Денежные средства на конец периода	тыс. руб.	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-16 971	-24 583	-10 372	106 070	238 337	397 033	450 694	



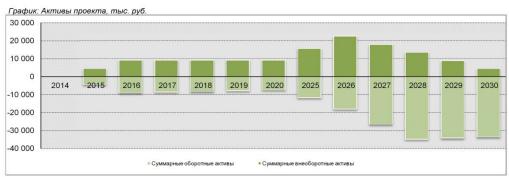


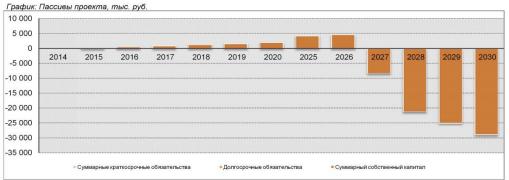


БАЛАНС		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063
Денежные средства	тыс. руб.	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-16 971	-24 583	-10 372	106 070	238 337	397 033	450 694
Дебиторская задолженность	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Авансы уплаченные	тыс. руб.	0	0	2 787	5 744	8 850	12 104	15 486	33 211	0	0	0	0	0
Готовая продукция	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Незавершенное производство	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Материалы и комплектующие	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС на приобретенные товары	тыс. руб.	0	477	931	1 379	1 807	2 196	2 787	5 978	7 072	0	0	0	0
Расходы будущих периодов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	46 389	27 060	7 732	0	0
Прочие оборотные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарные оборотные активы	тыс. руб.	0	-2 556	-2 299	-1 829	-1 100	-89	1 303	14 606	43 089	133 130	246 068	397 033	450 694
Внеоборотные активы	тыс. руб.	0	0	2 120	1 590	1 060	530	0	0	0	0	0	0	0
земельные участки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
здания и сооружения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
оборудование и прочие активы	тыс. руб.	0	0	2 120	1 590	1 060	530	0	0	0	0	0	0	0
нематериальные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Финансовые вложения	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Незавершенные капиталовложения	тыс. руб.	0	2 651	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарные внеоборотные активы	тыс. руб.	0	2 651	2 120	1 590	1 060	530	0	0	0	0	0	0	0
= ИТОГО АКТИВОВ	тыс. руб.	0	94	-178	-239	-40	441	1 303	14 606	43 089	133 130	246 068	397 033	450 694
Кредиторская задолженность	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
за поставленные товары	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
за внеоборотные активы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчеты с бюджетом	тыс. руб.	0	7	0	0	0	7	80	289	118	851	1 048	1 322	1 405
Расчеты с персоналом	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Авансы покупателей	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Краткосрочные кредиты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие краткосрочные обязательства	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарные краткосрочные обязательства	тыс. руб.	0	7	0	0	0	7	80	289	118	851	1 048	1 322	1 405
Долгосрочные обязательства	тыс. руб. тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	100					-	•	201						
Средства собственников	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нераспределенная прибыль	тыс. руб.	0	87	-178	-239	-40	434	1 223	14 317	42 971	132 279	245 020	395 711	449 289
Прочие источники финансирования	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарный собственный капитал	тыс. руб.	0	87	-178	-239	-40	434	1 223	14 317	42 971	132 279	245 020	395 711	449 289

ООО «ИВЦ «ЭНЕРГОАКТИВ»

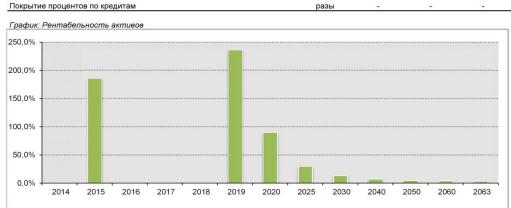


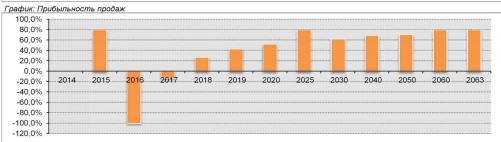


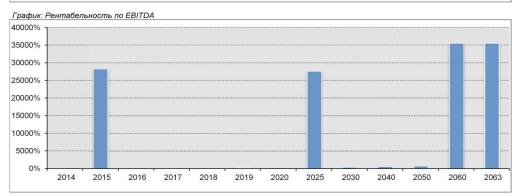


ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВОЙ СОСТОЯТЕЛЬНОСТИ		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063
Рентабельность активов	%	-	185,7%		-	-	236,1%	90,5%	29,5%	14,0%	7,7%	5,2%	4,4%	4,0%
Рентабельность собственного капитала	%	17	200,0%	-	-5	17	240,4%	95,2%	30,2%	14,2%	7,8%	5,2%	4,4%	4,1%
Рентабельность внеоборотных активов	%	4	6,6%	-11,1%	-3,2%	15,0%	59,6%	-	-	-	-	-	-	-
Прямые расходы к выручке от реализации	%	-	0,4%	200,2%	112,8%	72,8%	48,8%	35,2%	0,4%	21,7%	13,7%	11,3%	0,3%	0,3%
Прибыльность продаж	%	(#)	79,7%	-100,2%	-12,8%	27,2%	43,3%	51,8%	79,7%	62,7%	69,0%	71,0%	79,8%	79,8%
Доля постоянных затрат	%	0,0%	0,0%	99,8%	99,7%	99,5%	99,3%	99,0%	0,0%	98,3%	98,0%	97,5%	0,0%	0,0%
Точка безубыточности	тыс. руб.	-	0	532	532	532	532	532	0	1 940	1 938	1 938	0	0
"Запас прочности"	%	(*)	100,0%	-100,6%	-12,8%	27,3%	51,4%	65,0%	100,0%	78,6%	86,5%	89,0%	100,0%	100,0%
Рентабельность по EBITDA	%	121	28225%	50%	88%	137%	204%	283%	27663%	460%	726%	884%	35620%	35620%
Рентабельность по EBIT	%	-	28225%	-50%	-11%	37%	105%	184%	27663%	361%	628%	786%	35620%	35620%
Рентабельность по чистой прибыли	%		22580%	-50%	-11%	37%	89%	147%	22130%	289%	502%	629%	28496%	28496%
Эффективная ставка налога на прибыль	%	0,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,5%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Коэффициент общей ликвидности	разы		-379,22				-12,36		50,48	364,03	156,49	234,76	300,33	320,89
Чистый оборотный капитал	тыс. руб.	0	-2 563	-2 299	-1 829	-1 100	-96	1 223	14 317	42 971	132 279	245 020	395 711	449 289
Коэффициент общей платежеспособности	разы		0,93			-	0,98	0,94	0,98	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00
Коэффициент автономии	разы	1.50	12,97	100			60,12		49,48	363,03	155,49	233,76	299,33	319,89
Доля долгосрочных кредитов в валюте баланса	%	-	0%	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Общий коэффициент покрытия долга	разы	129		-	_	_	_	-	-	_	-	2	-	_

OOO «ИВЦ «ЭНЕРГОАКТИВ»







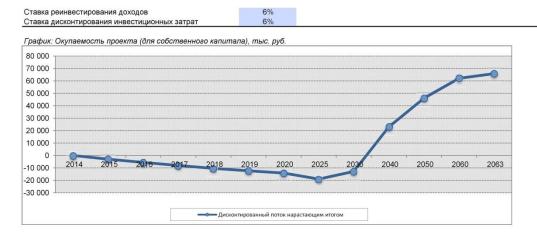
АНАЛИЗ СЕБЕСТОИМОСТИ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063
База распределения постоянных расходов	1	Затраты на сыр	ье и матер	иалы											
Экономия топлива на отпуск в сеть Цена реализации		тыс. руб. / тнт	2.29	2,53	2.66	2,79	2,92	3.03	3,14	3,63	4,05	6,41	7,84	9,59	10,19
цена реализации Себестоимость единицы Ценовой коэффициент		тыс. руб. / тнт %		0,01 100%	5,32 100%	3,15 100%	2,12 100%	1,48 100%	1,11	0,01 100%	0,88 100%	0,88	0,88 100%	0,03 100%	0,03 100%

ООО «ИВЦ «ЭНЕРГОАКТИВ»

Рентабельность		%	La	100%	-100%	-13%	27%	51%	65%	100%	78%	86%	89%	100%	100%	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОЛНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ	3ATPAT		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
/читывать ранее осуществленные инвестиции	1	Да														
/читывать остаточную стоимость проекта	2	Hem														
Залюта расчетов:	1	тыс. руб.														
одовая ставка дисконтирования:	6%	%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
/читываемые денежные потоки проекта:																
- Нистый денежный поток		тыс. руб.	0	-3 034	-2 983	-2 935	-2 806	-2 633	-2 581	-383	8 813	11 858	14 424	17 177	18 249	450 69
Дисконтированный чистый денежный поток		тыс. руб.	0	-2 870	-2 670	-2 485	-2 248	-1 995	-1 851	-208	3 630	2 806	1 961	1 341	1 207	65 98
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	0	-2 870	-5 540	-8 025	-10 273	-12 268	-14 119	-18 939	-12 851	23 088	46 246	62 231	65 982	
<u> Простой срок окупаемости</u>	17,85	лет														
чистая приведенная стоимость (NPV)	65 982	тыс. руб.														
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	19,82	лет														
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	13,4%	(номинальная -	с учетом инф	оляции)												
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	4,48	разы														
Иодифицированная IRR (MIRR)	9%															
Ставка реинвестирования доходов	6%															
Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	6%															



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Учитывать ранее осуществленные инвестиции Учитывать остаточную стоимость проекта Валюта расчетов: Годовая ставка дисконтирования:	1 2 1 6%	<i>Да</i> <i>Нет</i> тыс. руб. %	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
Учитываемые денежные потоки проекта: Чистый денежный поток Дисконтированный чистый денежный поток Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб. тыс. руб. тыс. руб.	0 0 0	-3 034 -2 870 -2 870	-2 983 -2 670 -5 540	-2 935 -2 485 -8 025	-2 806 -2 248 -10 273	-2 633 -1 995 -12 268	-2 581 -1 851 -14 119	-383 -208 -18 939	8 813 3 630 -12 851	11 858 2 806 23 088	14 424 1 961 46 246	17 177 1 341 62 231	18 249 1 207 65 982	450 694 65 982
Простой срок окупаемости	17,85	лет														
Чистая приведенная стоимость (NPV) Дисконтированный срок окупаемости (PBP) Внутренняя норма рентабельности (IRR) Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	65 982 19,82 13,4% 4,48	тыс. руб. лет (номинальная - разы	с учетом инф	пяции)												
Модифицированная IRR (MIRR)	9%															



ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ БАНКА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Валюта расчетов:	1	тыс. руб.	201	201	201	004	201	001	001	201	001	00/	00/	00/	201	
Годовая ставка дисконтирования:	6%	%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
Учитываемые денежные потоки проекта:																
Чистый денежный поток		тыс. руб.	0	-3 034	-2 983	-2 935	-2 806	-2 633	-2 581	-383	8 813	11 858	14 424	17 177	18 249	450 694
Дисконтированный чистый денежный поток		тыс. руб.	0	-2 870	-2 670	-2 485	-2 248	-1 995	-1 851	-208	3 630	2 806	1 961	1 341	1 207	65 982
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	0	-2 870	-5 540	-8 025	-10 273	-12 268	-14 119	-18 939	-12 851	23 088	46 246	62 231	65 982	
Простой срок окупаемости	17,85	лет														
Чистая приведенная стоимость (NPV)	65 982	тыс. руб.														
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	19,82	лет														
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	13,4%	(номинальная -	с учетом инф	bляции)												
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	4,48	разы														
Модифицированная IRR (MIRR)	9%															
Ставка реинвестирования доходов	6%															
Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	6%															



ОЦЕНКА БИЗНЕСА			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Валюта расчетов:	1	тыс. руб.														
Годовая ставка дисконтирования:	6%	%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
Долгосрочные темпы роста в постпрогнозный период	2%	%	070	0,0	0,0	070	0,70	070	070	0,0	0,0	0,0	0,0	070	0,0	
		-														
Денежный поток для собственного капитала		тыс. руб.	0	-3 034	-5 818	-5 976	-6 043	-6 083	-5 980	-3 932	55 509	11 858	14 424	17 177	18 249	441 519
Чистая прибыль		тыс. руб.	0	87	-266	-60	199	474	789	3 754	5 682	9 908	12 469	17 150	18 221	449 289
Амортизация		тыс. руб.	0	0	530	530	530	530	530	0	1 933	1 933	1 933	0	0	50 973
Изменение чистого оборотного капитала		тыс. руб.	0	-7	2 794	2 957	3 107	3 247	3 309	3 499	-47 894	-18	-22	-26	-28	-1 405
Инвестиции		тыс. руб.	0	-3 128	-3 289 0	-3 489	-3 666	-3 840	-3 991	-4 188 0	0	0	0	0	0	-60 148 0
Изменение долгосрочной задолженности		тыс. руб.		0		0	0	0	0		0				0	
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	0	-2 791	-5 065	-4 922	-4 709	-4 484	-4 171	-2 079	22 239	2 729	1 907	1 305	1 174	50 498
Продленная стоимость проекта	507 835	тыс. руб.														
Итого стоимость бизнеса	82 265	тыс. руб.														
БЮДЖЕТНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Доли налоговых поступлений в бюджеты разных уров																
Hanar va zafan zavuvu azavu	федеральный															
Налог на добавленную стоимость Налог на прибыль	100% 10%	0% 90%														
Страховые взносы в социальные фонды	100%	0%														
Акцизы и экспортные пошлины	100%	0%														
Импортная пошлина	100%	0%														
Подоходный налог	0%	100%														
Земельный налог	0%	100%														
Налог на имущество	0%	100%														
Другие налоги, относимые на текущие затраты	0%	100%														
Другие налоги, относимые на финансовые результаты	0%	100%														
Единый налог на вмененный доход	0%	100%														
Упрощенная система налогообложения	0%	100%														
Ставка налога на доходы физических лиц	13%	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налоговые поступления в федеральный бюджет		тыс. руб.	0	22	0	0	0	9	275	939	142	2 825	3 465	4 288	4 555	112 322
Налоговые поступления в территориальный бюджет		тыс. руб.	0	20	0	0	0	78	177	845	1 278	2 229	2 806	3 859	4 100	101 090
Бюджетное финансирование																
Федеральный бюджет																
целевое финансирование		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
кредиты выданные		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
возврат кредитов		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
проценты по выданным кредитам		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Территориальный бюджет				1190		100	520			1050		190	//20		1001	
целевое финансирование		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
кредиты выданные		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
возврат кредитов проценты по выданным кредитам		тыс. руб. тыс. руб.	0 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 0	0	0
Доходы бюджетов																
Суммарные денежные потоки федерального бюджета		тыс. руб.	0	22	0	0	0	9	275	939	142	2 825	3 465	4 288	4 555	112 322
Суммарные денежные потоки территориального бюджета		тыс. руб.	0	20	0	0	0	78	177	845	1 278	2 229	2 806	3 859	4 100	101 090
Годовая ставка дисконтирования:	6%	%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
Дисконтированные потоки федерального бюджета			0	21	0	0	0	7	197	510	59	668	471	335	301	20 603
Дисконтированные потоки территориального бюджета			0	19	0	0	0	59	127	459	527	527	381	301	271	19 685

NPV федерального бюджета	20 603	тыс. руб.
NPV территориального бюджета	19 685	тыс. руб.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050	2060	2063	итого
Выручка от реализации (без НДС)	тыс. руб.	0	110	265	472	731	1 094	1 522	4 709	9 068	14 358	17 569	21 498	22 840	614 35
Затраты на производство (без НДС)	тыс. руб.	0	0	531	532	533	534	536	17	1 966	1 973	1 982	60	64	52 74
Прибыль до налога, процентов и амортизации (EBITDA)	тыс. руб.	0	109	264	470	729	1 090	1 516	4 693	9 035	14 318	17 520	21 438	22 776	612 58
Прибыль до процентов и налога (EBIT)	тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 61
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	0	109	-266	-60	199	560	986	4 693	7 102	12 385	15 587	21 438	22 776	561 61
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	0	87	-266	-60	199	474	789	3 754	5 682	9 908	12 469	17 150	18 221	449 28
Нераспределенная прибыль (за период)	тыс. руб.	0	87	-266	-60	199	474	789	3 754	5 682	9 908	12 469	17 150	18 221	449 28
Инвестции во внеоборотные активы	тыс. руб.	0	-3 128	-3 289	-3 489	-3 666	-3 840	-3 991	-4 188	0	0	0	0	0	-60 14
Инвестиции в оборотный капитал	тыс. руб.	0	7	-7	0	0	7	73	50	-428	18	22	26	28	1 40
Собственные средства и целевое финансирование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Привлечение кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Погашение кредитов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Выплата процентов по кредитам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Суммарный денежный поток за период	тыс. руб.	0	-3 034	-2 983	-2 935	-2 806	-2 633	-2 581	-383	8 813	11 858	14 424	17 177	18 249	450 69
Денежные средства на начало периода	тыс. руб.	0	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-24 200	-19 185	94 211	223 913	379 857	432 445	
Денежные средства на конец периода	тыс. руб.	0	-3 034	-6 017	-8 951	-11 757	-14 390	-16 971	-24 583	-10 372	106 070	238 337	397 033	450 694	

Эффективность полных инвестиционных затрат
Чистая приведенная стоимость (NPV)

65 982 Дисконтированный срок окупаемости (РВР) 19,82 Внутренняя норма рентабельности (IRR) 13,4%

(номинальная - с учетом инфляции)

тыс. руб.

тыс. руб.

448% Норма доходности дисконтированных затрат (PI)

Эффективность для собственного капитала

Чистая приведенная стоимость (NPV) 65 982 Дисконтированный срок окупаемости (РВР) 19,82 Внутренняя норма рентабельности (IRR) 13,4%

(номинальная - с учетом инфляции) 448% Норма доходности дисконтированных затрат (PI) разы

Эффективность для банка

19,82 Дисконтированный срок окупаемости (РВР) Внутренняя норма рентабельности (IRR) (номинальная - с учетом инфляции)

9.4 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружении систем теплоснабжения

Табл. 9.4 – Модель оценки доступности коммунальных ресурсов для потребителей

потребителей							
Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019- 2023	2024- 2029
Реконструкция и замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	5382,74	5641,05	0,00	0,00	0,00	15622,32
Реконструкция теплотрасс с использованием труб типа Касафлекс, тыс.руб.		3127,71	3288,51	3489,04	3665,68	20477,99	26098,72
Сумма, тыс.руб.	0,00	8510,45	8929,56	3489,04	3665,68	20477,99	41721,04
Полезный отпуск, Гкал	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40	10561,40
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	3088,90	3399,02	3572,90	3753,67	3944,53	4626,79	5766,08
Валовая выручка, тыс.руб.	32623,11	35898,37	37734,82	39643,96	41659,74	48865,37	60897,88
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	3088,90	4204,82	4418,39	4084,02	4291,61	6565,74	9716,41
Рост тарифа,%	100,00	136,10	143,00	132,20	138,90	212,50	314,50

В соответствии с приказом №191-э/2 от 15 октября «Об установлении предельных максимальных уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в среднем по субъектам Российской федерации» рост тарифа в Амурской области не должен превышать 4,2%.

Как видно из Таблицы 9.4, при включении инвестиционной составляющей в тариф наблюдается значительный его рост. Из этого следует, что инвестиционную составляющую в тарифе, не стоит рассматривать как единственный источник финансирования рекомендованных мероприятий.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Общие сведения

Энергоснабжающая (теплоснабжающая) организация — коммерческая организация независимо от организационно-правовой формы, осуществляющая продажу абонентам (потребителям) по присоединенной тепловой сети произведенной или (и) купленной тепловой энергии и теплоносителей (МДС 41-3.2000 Организационно-методические рекомендации по пользованию системами коммунального теплоснабжения в городах и других населенных пунктах Российской Федерации).

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных Постановлением РФ от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении» теплоснабжающая «...единая организация системе теплоснабжения (далее - ЕТО) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев порядке, которые установлены организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении» «... к полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских

округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения ПО установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных Постановлением РФ от 08.08.2012 № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в Российской Федерации". Правительства Для акты присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 настоящих Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности.

К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее – официальный сайт).

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности официальных соответствующую информацию на размещать СВОИХ сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, В границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми теплоснабжающей соответствующей деятельности единой сетями зоне организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с нижеуказанными критериями.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации

1 критерий: владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации

В случае если заявка на присвоение статуса организации теплоснабжающей подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью тепловыми сетями наибольшей емкостью в границах зоны деятельности теплоснабжающей организации, единой статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности теплоснабжающей организации, единой статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации

	присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.
2 критерий: размер собственного капитала	Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии
3 критерий: способность в лучшей мере	Способность в лучшей мере обеспечить
обеспечить надежность теплоснабжения в	надежность теплоснабжения в
соответствующей системе теплоснабжения	соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- 1. Заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- 2. Заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

3. Заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- 1. Систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- 2. Принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;
- 3. Принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- 4. Прекращение права собственности или владения имуществом, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- 5. Несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а

также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

6. Подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Лица, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, незамедлительно информируют об этом уполномоченные органы для принятия ими решения об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации. К

указанной информации должны быть приложены вступившие в законную силу решения федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов.

Уполномоченное должностное лицо организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, обязано уведомить уполномоченный орган о возникновении фактов, являющихся основанием для утраты организацией статуса единой теплоснабжающей организации, в течение 3 рабочих дней со дня принятия уполномоченным органом решения о реорганизации, ликвидации, признания организации банкротом, прекращения права собственности или владения имуществом организации.

Организация, имеющая статус единой теплоснабжающей организации, вправе подать в уполномоченный орган заявление о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации, за исключением если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации присваивается организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью. Заявление о прекращении функций единой теплоснабжающей организации может быть подано до 1 августа текущего года.

Уполномоченный орган обязан принять решение об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации в течение 5 рабочих дней со дня получения от лиц, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, изложенным в выше, вступивших в законную силу решений федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов, а также получения уведомления (заявления) от организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации.

Уполномоченный орган обязан в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об утрате организацией статуса единой теплоснабжающей организации разместить на официальном сайте сообщение об этом, а также предложить

теплоснабжающим и (или) теплосетевыми организациям подать заявку о присвоении им статуса единой теплоснабжающей организации.

Организация, утратившая статус единой теплоснабжающей организации по основаниям, приведенным в выше, обязана исполнять функции единой теплоснабжающей организации до присвоения другой организации статуса единой теплоснабжающей организации, а также передать организации, которой присвоен статус единой теплоснабжающей организации, информацию о потребителях тепловой энергии, в том числе имя (наименование) потребителя, место жительства (место нахождения), банковские реквизиты, а также информацию о состоянии расчетов с потребителем.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
 - технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.
- В настоящее время ОАО «Коммунальные системы БАМа» отвечает требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации в зоне централизованного теплоснабжения муниципального образования Дугдинский сельсовет.