

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОРОД АЛДАН»  
АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)  
ДО 2033 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД)

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

РАЗРАБОТАНО

Инженер-проектировщик  
ООО «ИВЦ «Энергоактив»  
\_\_\_\_\_ / Н.В.Петров/

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор  
ООО «ИВЦ «Энергоактив»  
\_\_\_\_\_ /С.В.Лопашук/

М.П.

г.Хабаровск 2018 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Содержание.....	2
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	5
1.1 Функциональная структура теплоснабжения.....	5
1.2 Источники тепловой энергии.....	8
1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	22
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии.....	35
1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	37
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	43
1.7 Балансы теплоносителя.....	46
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	49
1.9 Надежность теплоснабжения.....	50
1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	52
1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	54
1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	57
2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	59
2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	59
2.2 Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов.....	59
2.3 Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.....	60
2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления.....	64
3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	72
4. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	86
4.1. Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения.....	86
4.2. Расчетные модули электронной модели.....	87
4.3 Структура и состав электронной модели.....	88

4.4 Электронная модель.....	89
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ .....	94
5.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей .....	94
5.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	96
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	99
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а так же поквартирного отопления.....	99
6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	100
6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	100
6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок .....	100
6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	100
6.6 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	102
6.7 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	102
6.8 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	102
6.9 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	102
6.10 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 .....	103
6.11 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе .....	103

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	107
7.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	107
7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....	107
7.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	107
7.4 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 .....	108
7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	108
7.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	110
7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	110
7.8 Строительство и реконструкция насосных станций .....	115
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	116
8.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива.....	116
8.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива.....	119
9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	122
10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	178
10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	178
10.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности ....	184
10.3 Расчеты эффективности инвестиций.....	187
10.4 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружении систем теплоснабжения .....	199
11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.....	202

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

## **1.1 Функциональная структура теплоснабжения**

На территории муниципального образования «Город Алдан» действуют шесть теплоснабжающих организаций:

- АФ ОАО «Теплоэнергосервис»;
- ООО «Ассоциация строителей АЯМ»;
- МУП АР «АПП»;
- ООО «Рубин»;
- ООО «Промвентиляция»;
- ИП Скоробогатова Т.А.

Зоны действия систем теплоснабжения представлены на рис. 1.1 – 1.2.

В муниципальном образовании «Город Алдан» 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.

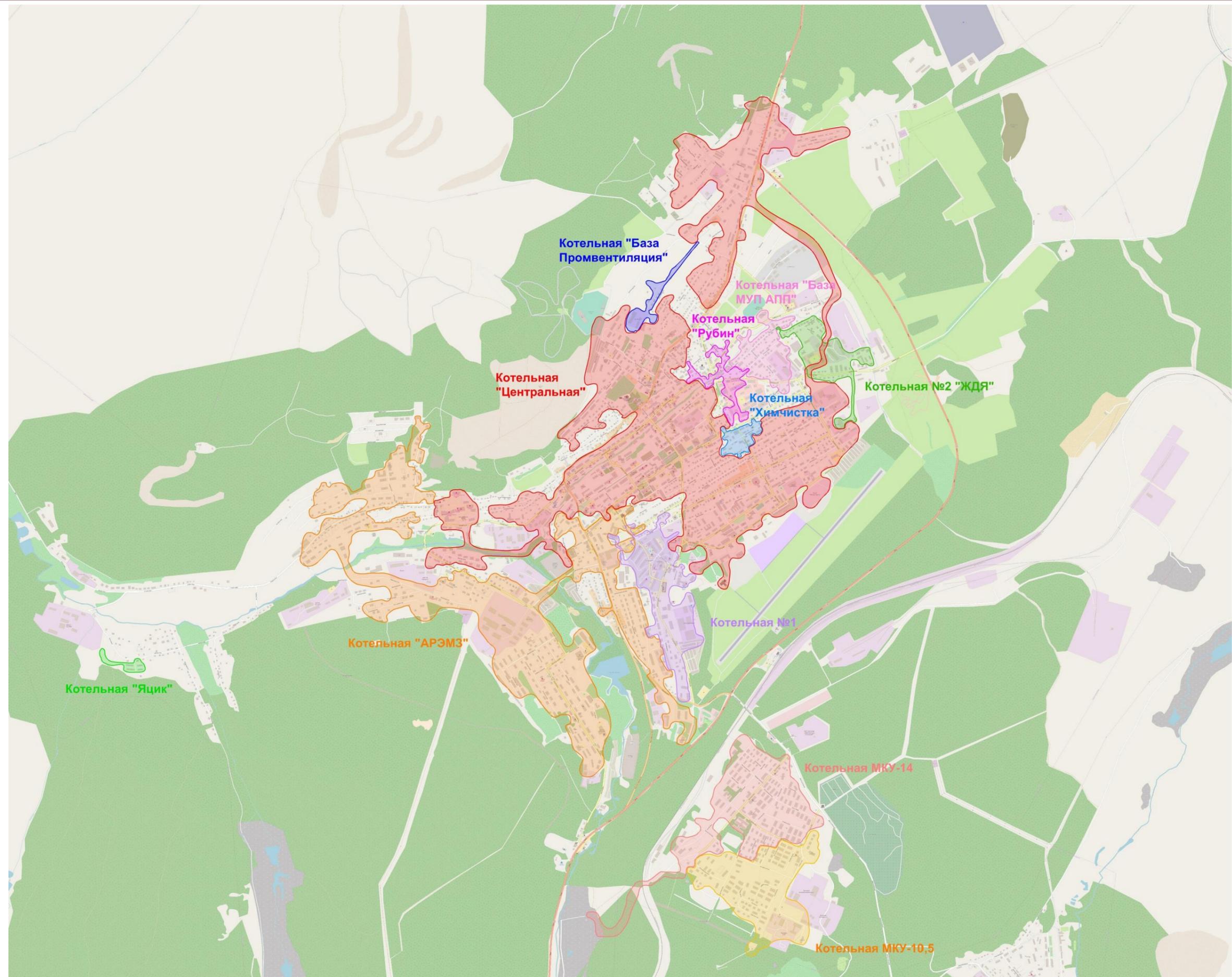


Рис. 1.1 – Зона действия систем теплоснабжения г.Алдан



Рис. 1.2 – Зона действия системы теплоснабжения п.Большой Нимныр

## 1.2 Источники тепловой энергии

В муниципальном образовании «Город Алдан» центральное теплоснабжение осуществляется от тринадцати источников тепловой энергии:

– Котельная «Центральная», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 90,00 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 55,898 Гкал/час;

– Котельная «АРЭМЗ», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 30,00 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 27,610 Гкал/час;

– Котельная «ЯЦИК», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 1,94 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 0,748 Гкал/час;

– Котельная МКУ-14, расположенная в г.Алдан (мкр.Солнечный), работающая на угле с установленной мощностью 12,04 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 13,839 Гкал/час;

– Котельная МКУ-10,5, расположенная в г.Алдан (мкр.Солнечный), работающая на угле с установленной мощностью 9,03 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 5,894 Гкал/час;

– Котельная №1, расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 12,92 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 9,167 Гкал/час;

– Котельная №2 «ЖДЯ», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 7,76 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 4,366 Гкал/час;

– Котельная «База МУП «АПП», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 6,50 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 3,709 Гкал/час;

– Котельная «Химчистка», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 2,45 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 1,391 Гкал/час;

– Котельная «Рубин», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 4,94 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 2,387 Гкал/час;

– Котельная «База «Промвентиляция», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 0,86 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 0,664 Гкал/час;

– Котельная «Б-Нимныр», расположенная в п.Большой Нимныр, работающая на угле с установленной мощностью 3,24 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 1,837 Гкал/час;

– Котельная «ИП Скоробогатова», расположенная в г.Алдан, работающая на угле с установленной мощностью 3,06 Гкал/ч и подключенной нагрузкой 1,585 Гкал/час.

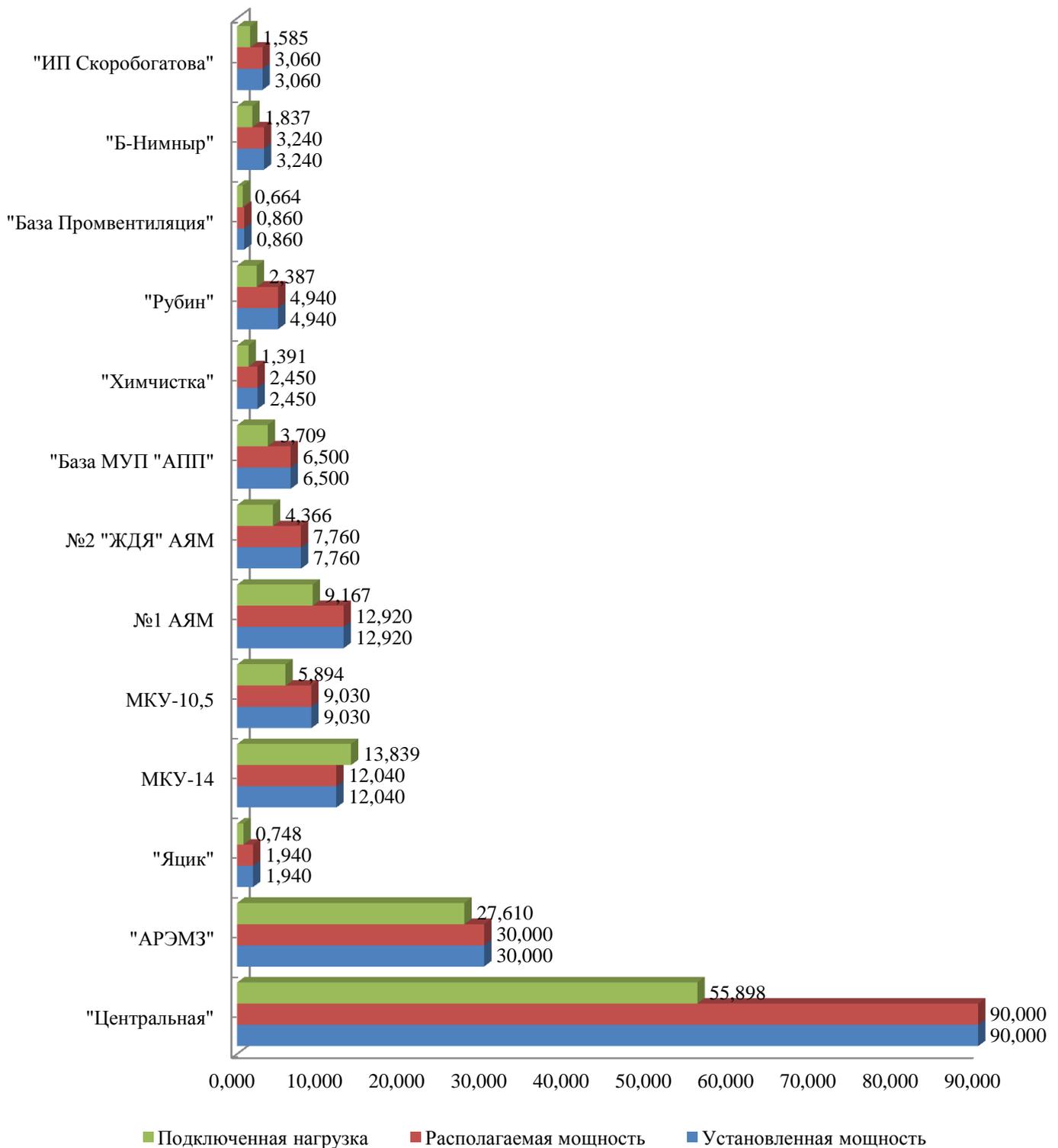


Рис. 1.3 – Распределение мощностей источника тепловой энергии

Характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные характеристики котлоагрегатов

Марка котла	Вид топлива	Топливоподача	Оборудование ХВО	Мощность, Гкал/час	Год ввода	Год кап.ремонта
Котельная «Центральная»						
КВТС-30	уголь	механ.	имеется	30	2007	2012
КВТС-30	уголь	механ.	имеется	30	2007	2012
КВТС-30	уголь	механ.	имеется	30	2008	2012
Котельная «АРЭМЗ»						
КВТС-10	уголь	механ.	отсутств.	10	2003	2012
КВТС-10	уголь	механ.	отсутств.	10	2010	2012
КВТС-10	уголь	механ.	отсутств.	10	2003	2012
Котельная «ЯЦИК»						
Алданец	уголь	ручной	отсутств.	0,97	2005	2009
Алданец	уголь	ручной	отсутств.	0,97	2010	2010
Котельная МКУ-14						
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2013	2013
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2013	2013
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2013	2013
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2013	2013
Котельная МКУ-10,5						
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2014	2014
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2014	2014
КВм-3,5КБ	уголь	ручной	отсутств.	3,01	2014	2014
Котельная «Б-Нимныр»						
Алданец	уголь	ручной	отсутств.	1,05	2006	2012
КСВ	уголь	ручной	отсутств.	1,05	2005	2014
Алданец	уголь	ручной	отсутств.	1,05	2006	2012
Алданец	уголь	ручной	отсутств.	1,04	2008	2008
КСВ	уголь	ручной	отсутств.	1,05	2008	2014
Котельная № 1						
КВм - 2,5 ТТ	уголь	механизир.	нет	2,15	2015	
КВм - 2,5 ТТ	уголь	механизир.	нет	2,15	2015	
КВм - 2,5 ТТ	уголь	механизир.	нет	2,15	2015	
КВм - 2,5 ТТ	уголь	механизир.	нет	2,15	2015	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2011	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2011	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2011	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2011	
Котельная № 2 "ЖДЯ"						
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2012	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2012	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2012	
КСВм - 1,25К	уголь	механизир.	нет	1,08	2012	
КВм - 2,0 в резерве	уголь	механизир.	нет	1,72	2013	
КВС - 2,0 в резерве	уголь	механизир.	нет	1,72	2013	
Котельная «База МУП АПП»						
СУ	уголь	ручной	нет	2	1960	2014

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Марка котла	Вид топлива	Топливоподача	Оборудование ХВО	Мощность, Гкал/час	Год ввода	Год кап.ремонта
ФД	уголь	ручной	нет	2,5	1960	
СУ	уголь	ручной	нет	2	1960	2014
Котельная «Химчистка»						
КВР-1,45 КБ	уголь	ручной	нет	1,45	2014	2014
Алданец-1	уголь	ручной	нет	0,5	2001	
Алданец-2	уголь	ручной	нет	0,5	2001	
Котельная «Рубин»						
КВС-2,0	Уголь	Ручной	нет	1,72	2011	2014
КВС-2,0	Уголь	Ручной	нет	1,72	2011	2014
КВС-1,8к	Уголь	Ручной	нет	1,54	2011	2015
Котельная «База Промвентиляция»						
КВС "Алданец"	уголь	ручной	отсутствует	1	2006	2011
КВС "Алданец"	уголь	ручной	отсутствует	1	2015	
КВС "Алданец"	уголь	ручной	отсутствует	1	2015	
КВС шатёр	уголь	ручной	отсутствует	1	2003	2010
Котельная «ИП Скоробогатова»						
31/9	уголь	ручной	отсутствует	1,20	2008	
КВТ	уголь	ручной	отсутствует	0,93	2011	
КВТс	уголь	ручной	отсутствует	0,93	2016	

Характеристики вспомогательного оборудования источников тепловой энергии представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные характеристики насосного оборудования

Назначение	Марка	Год установки	Кол-во	Мощность, кВт*ч
Котельная «АРЭМЗ»				
Насос сетевой	ЦН400/105	1989	1	200
Насос сетевой	ЦН400/105	1989	1	200
Насос сетевой	ЦН400/105	1989	1	200
Насос ШЗУ	ГРАТ	2000	1	75
Насос ШЗУ	ГРАТ	2000	1	75
Насос подпиточный	К-100-65-250	2003	1	45
Насос подпиточный	К-100-65-250	2003	1	45
Насос подпиточный	К-100-65-250	2003	1	45
Насос перекачки	ЗК6	1998	1	5
Насос перекачки	ЗК6	1998	1	5
Насос перекачки	ГРАТ	2000	1	75
Насос перекачки	ГРАТ	2000	1	75
Вентилятор поддува	ДН-11,2	1990	3	45
Приточная вентиляция	ДН-9	2002	1	18
Дымосос	ДН-15	2010	1	75
Дымосос	ДН-17	2010	1	160
Дымосос	ДН-17	2010	1	160
Бойлерная				
Насос сетевой	1 Д 315А-50	2010	1	75
Насос сетевой	Д 320-50	2008	1	75
Насос сетевой	Д 320-50	2008	1	75
Насос подпиточный	К100-65-200	2008	1	30

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Назначение	Марка	Год установки	Кол-во	Мощность, кВт*ч
Насос подпиточный	К100-80-160	2014	1	15
Насос ХВС	К100-65-200	2008	1	30
Насос ХВС	КМ100-65-200	2015	1	30
ТП Геолог				
Насос сетевой	Д315-50-Б	2008	1	45
Насос сетевой	Д315-50-Б	2008	1	45
Насос подпиточный	К80-50-200	2008	1	15
Насос подпиточный	К80-50-200	2008	1	7,5
ТП. "АТХ-2"				
Насос сетевой	ВД 500-63 Б	2009	2	110
Насос рабочей воды	ЛМ 65-25/32-5УХЛ4	2009	2	1,5
Насос повысительный	MVI 3206-3 16 t-400	2009	4	11
Насос подпитки	МН11603-1/6/8-400-50	2009	3	1,85
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ 32-6.3/20-5-УХЛ	2008	2	1,5
Котельная Центральная:				
Насос сетевой	ЦН 400-105	2008	2	200
Насос сетевой	ЦН 400-105	2008	2	200
Насос циркуляционный	НКУ 140М	2008	2	37
Насос циркуляционный	НКУ 140М	2008	1	37
Насос сырой воды	КМ80-65	2008	1	7,5
Насос сырой воды	КМ80-65	2008	1	7,5
Насос подпиточный	К20-30	2008	1	5,5
Насос подпиточный		2013	1	18,5
Насос подпиточный	К20-30	2008	1	5,5
Насос обратного водоснабжения	К20-30	2008	1	55
Насос обратного водоснабжения	К20-31	2008	1	55
Вентилятор первич.дутья	ВДН-12,5	2008	2	75
Вентилятор первич.дутья	ВДН-12,5	2008	1	75
Вентилятор вторич.дутья	ВДН-11,2	2008	2	45
Вентилятор вторич.дутья	ВДН-11,2	2008	1	45
Вентилятор возврата уноса	ЗОЦС-85	2008	2	22
Вентилятор возврата уноса	ЗОЦС-85	2008	1	22
Дымосос	ДН-19	2008	2	200
Дымосос	ДН-19	2008	1	200
ТП "АТХ-1"				
Насос сетевой	1Д500-63	2008	2	132
Насос повысительный	ЛМ50-12,5/32-С-УХЛЧ	2008	2	4
Насос подпитки	ЛМ65-25/32-С-УХЛЧ	2008	1	5,5
Насос подпитки	ЛМ50-12,5/32-С-УХЛЧ	2008	1	4
Насос подпитки для МРСУ	ЛМ65-25/32-С-УХЛЧ	2014	1	18
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-С-УХЛЧ	2008	2	1,5
ТП "Аэропорт"				
Насос сетевой	Д 500/63А	2011	2	132
Насос подпитки	"ГРАНФЛУ"	2011	3	2,2
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-С-УХЛЧ	2008	2	1,5
Насос повысительный	ЛМ32-6,3/32-С-УХЛЧ	2008	1	2,2
Насос повысительный	ЛМ50-12,5/32-С-УХЛЧ	2008	1	4
Насос рабочей воды	ЛМ65-25/32-С-УХЛЧ	2008	2	5,5
ТП "База"				
Насос сетевой	1Д 500/63Б	2011	1	110
Насос сетевой	1Д 500/63Б	2011	1	110
Подпиточная станция	"ГРАНФЛУ"	2011	3	3
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-С-УХЛЧ	2008	2	1,5
Насос подпитки	ЛМ32-6,3/32-С-УХЛЧ	2008	2	1,5

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Назначение	Марка	Год установки	Кол-во	Мощность, кВт*ч
Насос повысительный	ЛМ32-6,3/32-С-УХЛЧ	2008	2	1,5
Насос рабочей воды	ЛМ65-25/32-С-УХЛЧ	2008	2	5,5
<b>ТП "Квартальный"</b>				
Насос сетевой	1Д630-90	2009	1	250
Насос сетевой	1Д630-90	2009	1	250
Насос сетевой	G100-250G11	2009	1	75
Насос горячей воды	A96 122 013 P2 08131	2009	1	7,5
Насос горячей воды	A96 122 013 P2 08131	2009	1	11
Насос повысительный	K80-50-200	2009	1	15
Насос повысительный	K100-80-160	2009	1	11
Насос подпиточный	K100-65-250-A	2009	1	37
Насос подпиточный	KM100-65-200C	2002	1	30
<b>ТП МРСУ</b>				
Насос сетевой	ВД500-63Б	2009	1	110
Насос сетевой	ВД500-63Б	2009	1	110
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-5-УХЛЧ	2009	2	1,5
Насос рабочей воды	ЛМ65-25/32-5-УХЛЧ	2009	2	5,5
Насос подпиточный	СОЗМН1603/ЕР-ЕВ-R	2009	3	1,85
Насос повысительный	COR-4MVI3204/CC	2009	4	7,5
<b>ТП "Новинка"</b>				
Насос сетевой	ВД315-50Б	2009	1	45
Насос сетевой	ВД315-50Б	2009	1	45
Насос сетевой	ВД200-36	2015	1	27
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-5-УХЛЧ	2009	1	1,5
Насос циркуляционный (ГВС)	ЛМ32-6,3/20-5-УХЛЧ	2009	1	1,5
Насос рабочей воды	ЛМ65-25/32-5-УХЛЧ	2009	1	5,5
Насос рабочей воды	ЛМ65-25/32-5-УХЛЧ	2009	1	5,5
Насос подпиточный	СОЗМН1603/ЕР-ЕВ-R	2009	3	1,85
Насос повысительный	COR-4MVI1606-6/CC-ЕВ-R	2009	4	4
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>				
Насос сетевой	K150-125-250	2008	1	15
Насос сетевой	K150-125-250	2008	1	15
Вентилятор поддува	ВДН-3	2008	1	5,5
Вентилятор поддува	ВД-11,2	2008	1	3
<b>Котельная МКУ-10,5</b>				
Насос сетевой	NL150/400	2014	1	55
Насос сетевой	NL150/400	2014	1	55
Насос сетевой	NL150/400	2014	1	55
Насос ГВС		2014	2	18,5
Насос подпиточный	IL50/220-15/2	2014	1	15
Насос подпиточный	IL50/220-15/2	2014	1	15
Насос продувки	НМС 604 1ф	2014	1	0,75
Насос продувки	НМС 604 1ф	2014	1	0,75
Дымосос	ДН-10-1500	2014	1	30
Дымосос	ДН-10-1500	2014	1	30
Дымосос	ДН-10-1500	2014	1	30
Вентилятор	ВЦ4-75 3ф	2014	1	7,5
Вентилятор	ВЦ4-75 3ф	2014	1	7,5
Вентилятор	ВЦ4-75 3ф	2014	1	7,5
<b>Котельная МКУ-14</b>				
Насос сетевой	Willo	2013	1	75
Насос сетевой	Willo	2013	1	75
Насос сетевой	Willo	2013	1	75
Насос ГВС	Willo	2013	2	15

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Назначение	Марка	Год установки	Кол-во	Мощность, кВт*ч
Насос подпиточный	K80-65-180	2013	1	18,5
Насос подпиточный	K80-65-180	2013	1	18,5
Вентилятор поддува	ВДН-8	2013	3	7,5
Вентилятор поддува	ВДН-8	2013	1	7,5
Насос продувки	НМС 604 1ф	2014	1	0,75
Насос продувки	НМС 604 1ф	2014	1	0,75
Дымосос	ДН-11,2	2013	3	30
Дымосос	ДН-11,2	2013	1	30
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>				
Насос циркуляционный	6НДВ	1985	1	50
Насос циркуляционный	6НДВ	1985	1	45
Насос ГВС	K90/55	1985	1	30
Вентилятор поддува	ВДН-2	2006	1	3,5
Вентилятор поддува	ВДН-8	2006	2	7,5
Вентилятор поддува	СВМ-5	2006	1	5,5
Дымосос	ДН-17	2006	1	55
Дымосос	ДН 6	2006	1	15
<b>Котельная № 1</b>				
Дымосос	ДН-11,2	2011	1	45
Дымосос в резерве	ДН-11,2	2011	1	
Дымосос	ДН-11,2	2015	1	45
Дымосос в резерве	ДН-11,2	2015	1	
Вентилятор поддува	ВЦ 14-46	2011	4	4
Вентилятор поддува	ВД - 2,8	2015	1	7,5
Вентилятор поддува в резерве	ВД - 2,8	2015	3	7,5
Насос 1 контура	КМ 100-55-200/2	2013	1	30
Насос 1 контура в резерве	КМ 100-55-200/2	2012	1	18,5
Насос подпиточный	КМ 65-60-160	2012	1	4,6
Насос подпиточный в резерве	КМ 65-60-160	2013	1	4,6
Насос ХВ	КМ 80-50-200/2	2013	1	15
Насос ХВ в резерве	КМ 125-80-200/4	2013	1	15
Насос ГВС	КМ 65-50-160а/2	2013	1	15
Насос ГВС в резерве	КМ 65-50-160а/2	2013	1	15
Насос 1 контура	КМ 65-50-160а/2	2013	1	15
Насос 1 контура в резерве	КМ 65-50-160а/2	2013	1	15
Насос подпит. 1 контура	КМ 80-50-200/2	2013	1	5,5
Насос подпит. 1 контура в резерве	КМ 80-50-200/2	2013	1	5,5
<b>Тепловой пункт № 1</b>				
Насос сетевой отопления в резерве	WILO BL 250/400-90/4	2012	1	90
Насос сетевой отопления	WILO SCP 250/450YF-160	2012	1	160
Насос ГВС	WILO BL 80/170-30/2	2012	1	30
Насос ГВС в резерве	WILO BL 80/170-30/2	2012	1	30
<b>Котельная № 2 "ЖДЯ"</b>				
Дымосос	ДН-11,2	2012	1	45
Дымосос в резерве	ДН-11,2	2012	1	
Дымосос	ДН-10	2008	1	30
Дымосос в резерве	ДН-10	2008	1	30
Вентилятор	ВЦ 14 - 46	2012	4	4
Вентилятор	ВД 2,8	2013	2	7,5
Насос 1 контура	КМ 100/80/160	2012	1	30
Насос 1 контура в резерве	КМ 100/80/160	2012	2	30
Насос сетевой	WILO BL80/170-30/2	2013	1	30

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Назначение	Марка	Год установки	Кол-во	Мощность, кВт*ч
Насос сетевой в резерве	WILO BL80/170-30/2		1	30
Тепловой пункт № 2				
Насос сетевой отопления резерв	WILO BL 250/370-75/4	2012	1	75
Насос сетевой отопления	WILO IL 100/170-30/2	2012	1	30
Насос сетевой отопления	WILO IL 100/170-30/2	2012		
Насос ГВС	CronoLine IL 50/110-2,2	2012	1	2,2
Насос ГВС в резерве	CronoLine IL 50/110-2,2	2012	1	2,2
Котельная «База МУП АПП»				
Сетевой насос	K200-150-315	2013	1	45
Сетевой насос	ДЗ20-50А 5 НВД	2013	1	75
Сетевой насос	НВД-6	2002	1	75
Сетевой насос	K150-125-315	2013	1	37
Насос автоподпитки	KM 65-60-160	2007	1	5,5
Насос автоподпитки	KM 80-65-160	2007	1	7,5
Насос автоподпитки	KM 80-65-161	1982	1	7,5
Откачивающий насос	K65-50-160	1977	1	5,5
Поддув котла	ВЦ 14-46	2016	1	11
Поддув котла СУ	ВДН-6,3-1500	2012	1	4
Поддув котла СУ	ВЦ 14-46	2016	1	11
Котельная «Химчистка»				
Дымосос	ДН-11,2	2014	1	22
Дымосос	ДН-8	до 2008	1	22
Сетевой насос	KM-80-50-200	2011	1	15
Сетевой насос	RV100-65-200	2011	1	18,5
Сетевой насос	K65-50-125	2011	1	7,5
Насос подпитки	K50-32-125	2012	1	2,2
Насос подпитки	К 20/30	до 2008	1	4
Котельная «Рубин»				
Дымосос	ДН-8-1500	2004	1	15
Дымосос	ДН-9-1500	2015	1	15
Дымосос	ДН-9-1500	2011	1	15
Вентилятор- дутьевой	ВР-280-4,6	2011	3	3,7
Насос сетевой	K200-150-250	2014	2	30
Насос сетевой	K200-150-315	2016	1	45
Котельная «База Промвентиляция»				
Дымосос с двигателем левый	ДН-6,3	2003	1	5,5
Дымосос с двигателем левый	ДН-6,4	2003	1	5,5
Вентилятор поддува с двигателем	ВР 280-46-2,5	2013	1	4
Вентилятор поддува с двигателем	ВЦ 14-46-3,15	2003	1	2,2
Вентилятор вытяжки	ВЦ 14-46-2	2003	1	0,75
Вентилятор вытяжки	ВЦ 14-46-2	2003	1	1,1
Насосный агрегат ГВС	K100-80-160	2013	1	15
Насосный агрегат ГВС	K100-80-161	2013	1	15
Насосный агрегат ГВС	K100-65-200	2013	1	18
Насосный агрегат отопление	1K150-125-315	2016	1	30
Насосный агрегат отопление	1K150-125-315	2016	1	22
Насосный агрегат отопление	KM150-125-250	2016	1	18,5
Котельная «ИП Скоробогатова»				
Сетевой насос	1K160/30	н/д	1	30
Сетевой насос	К-290/30	н/д	1	37
Подпиточный насос	К8/18	н/д	2	2,2

Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

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

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды

Объем 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	Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/год	Тепловая энергия НЕТТО, Гкал/год
"Центральная"	190499,40	9157,75	181341,65
"АРЭМЗ"	94094,96	4412,38	89682,58
"ЯЦИК"	2550,55	96,21	2454,34
МКУ-14	47164,73	1779,12	45385,61
МКУ-10,5	20086,63	757,69	19328,94
№1 АЯМ	31242,86	886,41	30356,45
№2 "ЖДЯ" АЯМ	14880,02	422,17	14457,85
"База МУП "АПП"	12640,75	476,83	12163,93
"Химчистка"	4739,41	178,78	4560,64
"Рубин"	8134,06	306,83	7827,23
"База Промвентиляция"	2265,23	85,45	2179,78
"Б-Нимныр"	6270,21	279,75	5990,46
"ИП Скоробогатова"	5414,86	153,59	5261,27

Способ регулирования отпуска тепловой энергии

На источниках тепловой энергии для потребителей регулирование отпуска тепла выполнено центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха).

Температурные графики отпуска тепловой энергии для котельных приведены в таблицах 1.4 – 1.6.

Таблица 1.4 – Утвержденный температурный график – 95/70°С для котельных «Центральная» (второй контур), «АРЭМЗ» (второй контур), МКУ-14, МКУ-10,5

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
8	39,5	34,6
7	40,8	35,5
6	42,1	36,4
5	43,4	37,3
4	44,7	38,1
3	46,0	39,0
2	47,2	39,9
1	48,5	40,7
0	49,7	41,5
-1	50,9	42,3
-2	52,1	43,1
-3	53,4	43,9
-4	54,6	44,7
-5	55,7	45,5
-6	56,9	46,3
-7	58,1	47,0
-8	59,3	47,8
-9	60,4	48,5
-10	61,6	49,3
-11	62,7	50,0
-12	63,9	50,7
-13	65,0	51,5
-14	66,1	52,2
-15	67,2	52,9
-16	68,4	53,6
-17	69,5	54,3
-18	70,6	55,0
-19	71,7	55,7
-20	72,8	56,4
-21	73,9	57,1
-22	75,0	57,8
-23	76,1	58,4
-24	77,1	59,1
-25	78,2	59,8
-26	79,3	60,4
-27	80,4	61,1
-28	81,4	61,8
-29	82,5	62,4
-30	83,6	63,1
-31	84,6	63,7
-32	85,7	64,4
-33	86,7	65,0
-34	87,8	65,6
-35	88,8	66,3
-36	89,8	66,9
-37	90,9	67,5
-38	91,9	68,1

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
-39	92,9	68,8
-40	94,0	69,4
-41	95,0	70,0

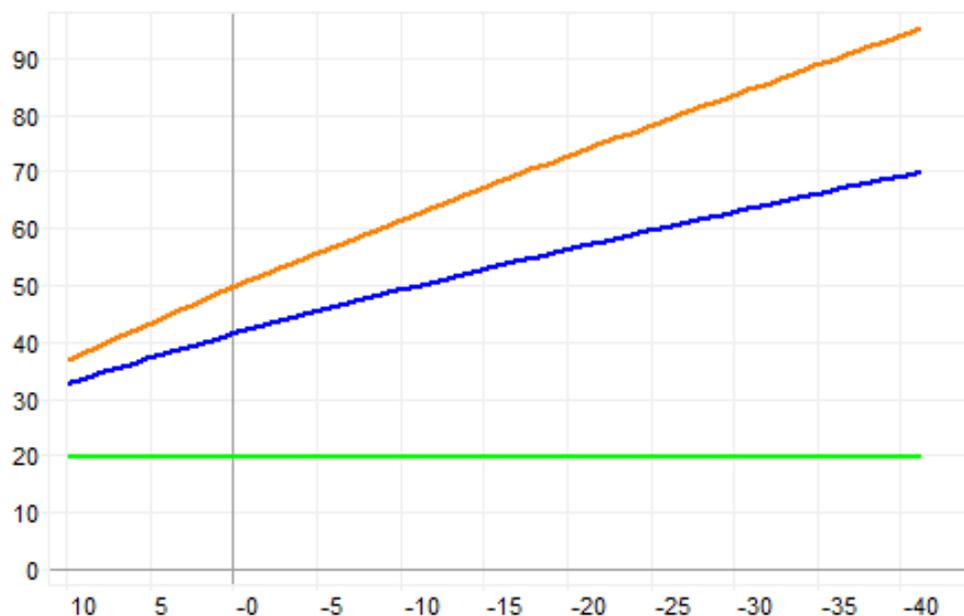


Рис.1.4 – Температурный график 95-70<sup>0</sup>С

Таблица 1.5 – Утвержденный температурный график – 84,1/64,5<sup>0</sup>С для котельных «ЯЦИК», «Б-Нимныр», «База МУП «АПП», «Химчистка»

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
8	36,7	32,9
7	37,9	33,7
6	39,0	34,5
5	40,1	35,3
4	41,2	36,0
3	42,3	36,8
2	43,3	37,6
1	44,4	38,3
0	45,5	39,0
-1	46,5	39,8
-2	47,5	40,5
-3	48,6	41,2
-4	49,6	41,9
-5	50,6	42,6
-6	51,6	43,3
-7	52,6	44,0
-8	53,6	44,6
-9	54,6	45,3
-10	55,6	46,0
-11	56,6	46,6
-12	57,5	47,3

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
-13	58,5	47,9
-14	59,5	48,6
-15	60,4	49,2
-16	61,4	49,8
-17	62,3	50,5
-18	63,3	51,1
-19	64,2	51,7
-20	65,2	52,3
-21	66,1	52,9
-22	67,0	53,5
-23	68,0	54,1
-24	68,9	54,7
-25	69,8	55,3
-26	70,7	55,9
-27	71,6	56,5
-28	72,5	57,1
-29	73,4	57,7
-30	74,3	58,3
-31	75,2	58,9
-32	76,1	59,4
-33	77,0	60,0
-34	77,9	60,6
-35	78,8	61,1
-36	79,7	61,7
-37	80,6	62,3
-38	81,5	62,8
-39	82,3	63,4
-40	83,2	63,9
-41	84,1	64,5

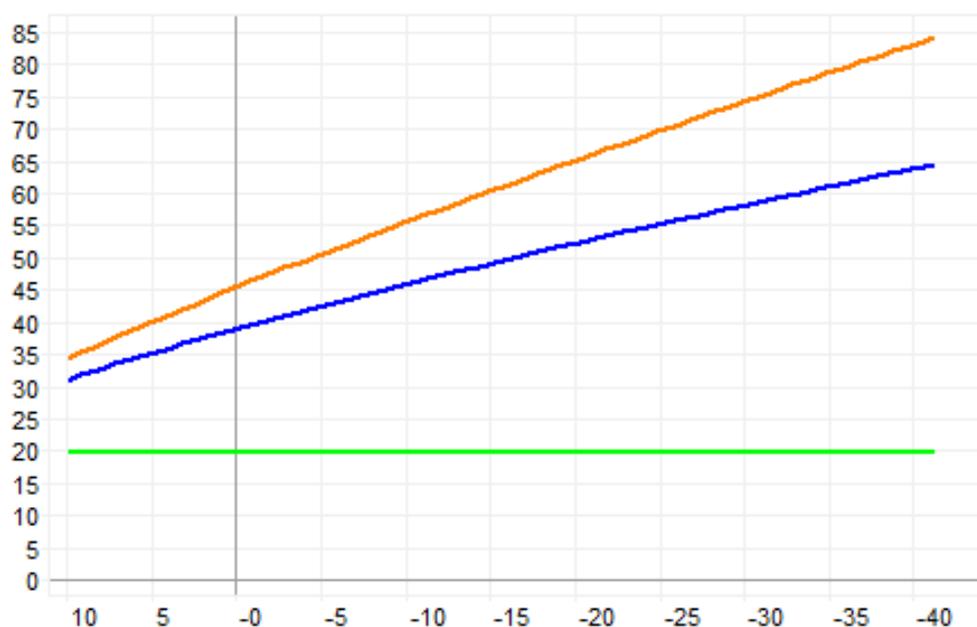


Рис.1.5 – Температурный график 84,1-65,4<sup>0</sup>С

Таблица 1.6 – Утвержденный температурный график – 77/60,9°С для котельных №1 и №2 «ЖДЯ»

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
8	30,6	25,9
7	31,7	29,5
6	32,7	27,0
5	33,7	27,6
4	34,7	28,2
3	35,7	28,7
2	36,7	29,7
1	37,7	29,7
0	38,6	30,3
-1	40,5	31,3
-2	41,0	31,3
-3	41,5	31,8
-4	42,4	32,2
-5	43,3	32,7
-6	44,3	33,2
-7	45,2	33,7
-8	46,1	34,1
-9	47,0	34,6
-10	47,9	35,0
-11	48,8	35,5
-12	49,2	36,9
-13	51,6	39,4
-14	52,4	40,8
-15	53,3	41,3
-16	54,2	41,7
-17	55,1	42,1
-18	56,9	43,5
-19	57,3	44,0
-20	58,5	44,4
-21	59,1	45,8
-22	60,3	46,2
-23	60,4	46,6
-24	61,1	47,0
-25	62,0	47,4
-26	62,3	47,8
-27	62,5	48,2
-28	62,9	48,4
-29	63,4	49,0
-30	63,9	49,4
-31	64,3	49,8
-32	64,8	50,1
-33	65,1	50,5
-34	65,6	50,9
-35	65,9	51,3
-36	66,4	51,8
-37	66,8	52,0
-38	67,5	53,4

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
-39	68,0	53,8
-40	68,5	54,1
-41	69,0	55,5
-42	69,5	55,9
-43	70,0	56,6
-44	71,5	56,9
-45	72,5	57,0
-46	73,5	57,3
-47	74,5	57,9
-48	75,5	60,0
-49	76,5	60,4
-50	77,0	60,9

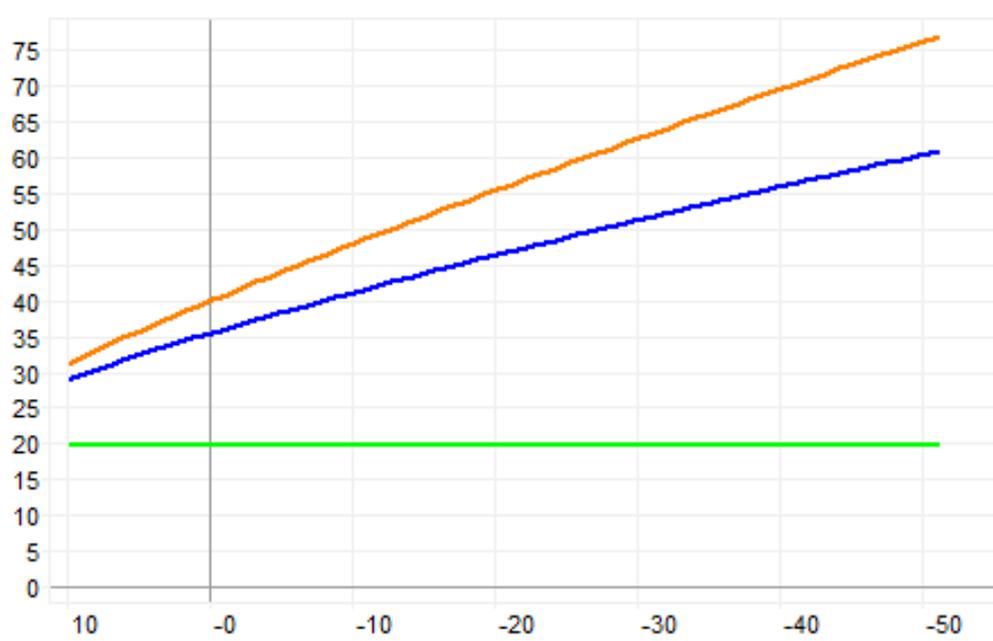


Рис.1.6 – Температурный график 77,0-60,9°С

Среднегодовая загрузка оборудования

Количество отпущенной тепловой энергии, среднесуточный отпуск тепловой энергии и среднегодовая загрузка котельных муниципального образования «Город Алдан» представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии, Гкал	Располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/час	Среднечасовой отпуск тепла, Гкал/час	Среднегодовая загрузка оборудования, %
"Центральная"	190499,40	90,000	29,840	33,16
"АРЭМЗ"	94094,96	30,000	14,739	49,13
"ЯЦИК"	2550,55	1,940	0,400	20,59

Наименование теплоисточника	Выработка тепловой энергии, Гкал	Располагаемая мощность теплоисточника, Гкал/час	Среднечасовой отпуск тепла, Гкал/час	Среднегодовая загрузка оборудования, %
МКУ-14	47164,73	12,040	7,388	61,36
МКУ-10,5	20086,63	9,030	3,146	34,84
№1 АЯМ	31242,86	12,920	4,894	37,88
№2 "ЖДЯ" АЯМ	14880,02	7,760	2,331	30,04
"База МУП "АПП"	12640,75	6,500	1,980	30,46
"Химчистка"	4739,41	2,450	0,742	30,30
"Рубин"	8134,06	4,940	1,274	25,79
"База Промвентиляция"	2265,23	0,860	0,355	41,26
"Б-Нимныр"	6270,21	3,240	0,982	30,31
"ИП Скоробогатова"	5414,86	3,060	0,848	27,72

### Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На котельных №1 и №2 «ЖДЯ» установлены узлы учета тепловой энергии, информация о установленных узлах учёта тепловой энергии на остальных источниках тепловой энергии отсутствует, объём выработанной тепловой энергии определяется расчетным методом.

### Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

В отопительный период отказов и восстановления основного оборудования источников тепловой энергии не было.

### Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации не выдавались.

## **1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения муниципального образования «Город Алдан» и суммарные характеристики участков тепловых сетей представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Структура тепловых сетей

Наименование источника тепловой энергии	Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исчислении), м	Внутренний объем трубопроводов тепловой сети, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика
"Центральная"	74372	1889,974	15190,65
"АРЭМЗ"	43379	1028,974	9562,71
"ЯЦИК"	1041	11,477	189,74
МКУ-14	20319	450,300	4507,67
МКУ-10,5	8918	204,809	1927,17
№1 АЯМ	6762,3	299,240	2142,66
№2 "ЖДЯ" АЯМ	5251	83,250	983,65
"База МУП "АПП"	5891	78,345	837,32
"Химчистка"	3114	20,451	311,90
"Рубин"	4129	123,837	1014,66
"База Промвентиляция"	2728	56,399	503,72
"Б-Нимныр"	2252	38,818	483,34
"ИП Скоробогатова"	1200	4,712	136,80

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

Схема теплоснабжения традиционная - централизованная. Тепловые сети четырехтрубные и двухтрубные, циркуляционные, подающие тепло на отопление и ГВС. Теплоноситель - сетевая вода. Схемы тепловых сетей представлены в приложениях.

Параметры тепловых сетей

В системах централизованного теплоснабжения для отопления жилых, общественных и производственных зданий муниципального образования «Город Алдан» в качестве теплоносителя принята вода.

Тип прокладки трубопроводов смешанный, изоляционный материал минеральная вата.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов осуществляется П-образными компенсаторами, а также за счет поворотов трассы тепловой сети.

Параметры тепловых сетей, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от теплоисточников, находящихся на территории муниципального образования «Город Алдан», представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Параметры тепловых сетей

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
Котельная «Центральная»				
Первый контур				
219	0,855	магистральный	надземный	н/д
325	1,801	магистральный	надземный	н/д
425	0,918	магистральный	надземный	н/д
273	2,757	магистральный	надземный	н/д
525	0,083	магистральный	надземный	н/д
ЦТП «Аэропорт»				
219	0,286	отопление	надземный	н/д
159	2,300	отопление	подземный	н/д
108	0,857	отопление	подземный	н/д
89	0,272	отопление	надземный	н/д
76	0,522	отопление	подземный	н/д
57	1,894	отопление	надземный	н/д
48	0,029	отопление	подземный	н/д
40	0,167	отопление	надземный	н/д
108	1,585	ГВС		н/д
89	0,017	ГВС		н/д
76	1,039	ГВС		н/д
57	0,485	ГВС		н/д
32	0,943	ГВС		н/д
25	0,041	ГВС		н/д
20	0,103	ГВС		н/д
ЦТП «Квартальная»				
273	0,619	отопление	подземный	н/д
219	1,444	отопление	надземный	н/д
159	1,116	отопление	надземный	н/д
159	0,059	отопление	подземный	н/д
125	0,040	отопление	надземный	н/д
108	2,140	отопление	надземный	н/д
89	1,084	отопление	надземный	н/д
76	0,835	отопление	надземный	н/д
57	1,879	отопление	надземный	н/д
48	0,125	отопление	подземный	н/д
32	0,030	отопление	надземный	н/д
25	0,269	отопление	подземный	н/д
108	1,345	ГВС		н/д
89	0,396	ГВС		н/д
57	1,149	ГВС		н/д
40	0,025	ГВС		н/д
32	0,602	ГВС		н/д
25	0,865	ГВС		н/д
20	0,012	ГВС		н/д
ЦТП «АТХ-1»				
350	0,100	отопление	надземный	н/д
219	0,407	отопление	подземный	н/д
159	0,948	отопление	подземный	н/д
133	0,103	отопление	подземный	н/д

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
108	1,265	отопление	надземный	н/д
89	1,107	отопление	надземный	н/д
76	0,156	отопление	надземный	2016
76	0,740	отопление	надземный	н/д
57	1,594	отопление	подземный	н/д
48	0,637	отопление	подземный	н/д
40	0,607	отопление	подземный	н/д
32	0,067	отопление	подземный	н/д
25	0,229	отопление	надземный	н/д
159	0,160	ГВС		н/д
89	0,520	ГВС		н/д
76	0,621	ГВС		н/д
57	0,655	ГВС		н/д
32	1,171	ГВС		н/д
25	1,006	ГВС		н/д
20	0,424	ГВС		н/д
ЦТП «База»				
273	0,015	отопление	надземный	н/д
159	1,303	отопление	надземный	н/д
133	0,034	отопление	надземный	н/д
108	0,873	отопление	надземный	н/д
89	0,567	отопление	надземный	н/д
76	1,151	отопление	надземный	н/д
57	2,045	отопление	надземный	н/д
48	0,562	отопление	надземный	н/д
40	0,353	отопление	надземный	н/д
32	0,022	отопление	надземный	н/д
25	0,043	отопление	надземный	н/д
76	0,861	ГВС		н/д
57	0,473	ГВС		н/д
48	2,230	ГВС		н/д
ЦТП «МРСУ»				
219	1,247	отопление	надземный	н/д
159	0,812	отопление	надземный	н/д
108	0,700	отопление	надземный	н/д
89	0,348	отопление	надземный	н/д
76	0,601	отопление	надземный	н/д
57	1,455	отопление	надземный	н/д
48	0,041	отопление	надземный	н/д
40	0,259	отопление	надземный	н/д
32	0,142	отопление	надземный	н/д
20	0,526	отопление	надземный	н/д
159	0,332	ГВС		н/д
108	0,821	ГВС		н/д
89	0,496	ГВС		н/д
75	0,360	ГВС		н/д
57	0,221	ГВС		н/д
32	0,670	ГВС		н/д
20	0,318	ГВС		н/д

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
15	0,091	ГВС		н/д
<b>ЦТП «Новинка»</b>				
159	0,185	отопление	надземный	н/д
159	0,150	отопление	надземный	2016
108	0,343	отопление	надземный	н/д
76	0,007	отопление	надземный	н/д
76	0,012	отопление	надземный	2016
57	0,216	отопление	надземный	н/д
57	0,007	отопление	надземный	2016
32	0,157	отопление	надземный	н/д
89	0,149	ГВС		н/д
76	0,024	ГВС		н/д
76	0,150	ГВС		2016
57	0,161	ГВС		н/д
40	0,171	ГВС		н/д
<b>ЦТП «Гараж Совхоза»</b>				
219	0,827	отопление	надземный	н/д
159	0,823	отопление	надземный	н/д
108	1,763	отопление	надземный	н/д
89	0,463	отопление	надземный	н/д
76	0,160	отопление	надземный	н/д
57	2,080	отопление	надземный	н/д
48	0,668	отопление	надземный	н/д
40	0,092	отопление	надземный	н/д
32	0,443	отопление	надземный	н/д
25	0,138	отопление	надземный	н/д
89	0,625	ГВС	надземный	н/д
57	0,733	ГВС	надземный	н/д
48	0,355	ГВС	надземный	н/д
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>				
<b>Первый контур</b>				
450	0,025	магистральный	надземный	н/д
325	0,700	магистральный	надземный	2016
273	1,144	магистральный	надземный	н/д
219	0,879	магистральный	надземный	2016
219	0,757	магистральный	надземный	н/д
<b>ЦТП «АРЭМЗ»</b>				
219	1,219	отопление	надземный	н/д
159	1,723	отопление	надземный	н/д
133	0,330	отопление	надземный	н/д
108	1,883	отопление	надземный	н/д
89	1,814	отопление	надземный	н/д
76	1,408	отопление	надземный	н/д
57	2,006	отопление	надземный	н/д
48	0,599	отопление	надземный	н/д
40	0,060	отопление	надземный	н/д
32	0,038	отопление	надземный	н/д
25	0,039	отопление	надземный	н/д
20	0,047	отопление	надземный	н/д

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
ЦТП «Геолог»				
273	0,149	отопление	надземный	н/д
219	0,079	отопление	надземный	н/д
159	0,601	отопление	надземный	н/д
108	0,664	отопление	надземный	н/д
89	0,577	отопление	надземный	н/д
76	0,296	отопление	надземный	н/д
57	0,382	отопление	надземный	н/д
48	0,004	отопление	надземный	н/д
108	0,979	ГВС		н/д
89	0,337	ГВС		н/д
76	0,357	ГВС		н/д
57	0,190	ГВС		н/д
40	1,307	ГВС		н/д
25	0,088	ГВС		н/д
20	0,047	ГВС		н/д
ЦТП «АТХ-2»				
325	0,240	отопление	надземный	н/д
273	0,794	отопление	надземный	н/д
219	0,133	отопление	надземный	н/д
159	0,599	отопление	надземный	н/д
108	1,628	отопление	надземный	н/д
89	0,269	отопление	надземный	н/д
76	0,714	отопление	надземный	н/д
57	1,596	отопление	надземный	н/д
56	0,001	отопление	надземный	н/д
48	0,244	отопление	надземный	н/д
40	0,663	отопление	надземный	н/д
32	0,499	отопление	надземный	н/д
25	0,006	отопление	надземный	н/д
108	0,157	ГВС	надземный	н/д
57	0,304	ГВС	надземный	н/д
48	0,327	ГВС	надземный	н/д
ЦТП «Прогресс»				
273	0,550	отопление	надземный	2016
219	0,775	отопление	надземный	2016
159	0,167	отопление	надземный	2016
159	0,169	отопление	надземный	н/д
133	0,826	отопление	надземный	н/д
108	1,057	отопление	надземный	н/д
76	2,368	отопление	надземный	н/д
57	4,670	отопление	надземный	н/д
108	0,098	ГВС	надземный	н/д
76	0,188	ГВС	надземный	н/д
57	1,465	ГВС	надземный	н/д
48	1,901	ГВС	надземный	н/д
25	0,090	ГВС	надземный	н/д
20	0,109	ГВС	надземный	н/д
15	0,045	ГВС	надземный	н/д

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>				
108	0,354	отопление	надземный	н/д
89	0,202	отопление	надземный	н/д
76	0,127	отопление	надземный	н/д
32	0,019	отопление	надземный	н/д
89	0,243	ГВС	надземный	н/д
76	0,071	ГВС	надземный	н/д
57	0,025	ГВС	надземный	н/д
<b>Котельная МКУ-10,5</b>				
325	0,396	отопление	надземный	н/д
273	0,100	отопление	надземный	н/д
219	0,510	отопление	надземный	н/д
159	0,913	отопление	надземный	н/д
133	0,182	отопление	надземный	н/д
108	0,708	отопление	надземный	н/д
89	0,319	отопление	надземный	н/д
76	0,298	отопление	надземный	н/д
57	1,009	отопление	надземный	н/д
40	0,070	отопление	надземный	н/д
32	0,075	отопление	надземный	н/д
25	0,524	отопление	надземный	н/д
20	0,091	отопление	надземный	н/д
108	0,367	ГВС	надземный	н/д
89	0,256	ГВС	надземный	н/д
76	0,558	ГВС	надземный	н/д
57	0,319	ГВС	надземный	н/д
48	1,397	ГВС	надземный	н/д
<b>Котельная МКУ-14</b>				
325	0,191	отопление	надземный	н/д
273	0,397	отопление	надземный	н/д
219	1,866	отопление	надземный	н/д
133	0,735	отопление	надземный	н/д
159	1,933	отопление	надземный	н/д
108	1,783	отопление	надземный	н/д
89	0,322	отопление	надземный	н/д
76	0,346	отопление	надземный	н/д
57	2,348	отопление	надземный	н/д
48	0,023	отопление	надземный	н/д
32	0,619	отопление	надземный	н/д
15	0,031	отопление	надземный	н/д
159	1,799	ГВС	надземный	н/д
133	0,469	ГВС	надземный	н/д
114	0,545	ГВС	надземный	н/д
108	0,479	ГВС	надземный	н/д
89	1,721	ГВС	надземный	н/д
76	1,173	ГВС	надземный	н/д
57	1,195	ГВС	надземный	н/д
48	1,447	ГВС	надземный	н/д
32	0,323	ГВС	надземный	н/д

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
25	0,574	ГВС	надземный	н/д
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>				
159	0,490	отопление	надземный	н/д
133	0,312	отопление	надземный	н/д
108	0,346	отопление	надземный	н/д
89	0,597	отопление	надземный	н/д
76	0,153	отопление	надземный	н/д
57	0,354	отопление	надземный	н/д
<b>Котельная №1</b>				
377	0,232	отопление, ГВС	надземный	2012
325	0,359	отопление, ГВС	надземный	2012
273	0,352	отопление, ГВС	надземный	2012
219	0,998	отопление, ГВС	надземный	2012
159	0,766	отопление, ГВС	надземный	2012
108	0,216	отопление, ГВС	надземный	2012
89	0,008	отопление, ГВС	надземный	2012
76	0,386	отопление, ГВС	надземный	2012
57	0,144	отопление, ГВС	надземный	2012
108	0,318	отопление, ГВС	надземный	2012
76	0,044	отопление, ГВС	надземный	2012
57	0,827	отопление, ГВС	надземный	2012
40	0,220	отопление, ГВС	надземный	2012
32	0,140	отопление, ГВС	надземный	2012
108	0,084	отопление, ГВС	надземный	2012
76	0,075	отопление, ГВС	надземный	2012
57	0,070	отопление, ГВС	надземный	2012
159	0,0232	отопление, ГВС	надземный	2013
219	0,225	отопление, ГВС	надземный	2014
159	0,671	отопление, ГВС	надземный	2014
32	0,045	отопление, ГВС	надземный	2014
25	0,020	отопление, ГВС	надземный	2014
159	0,240	отопление, ГВС	надземный	2014
32	0,050	отопление, ГВС	надземный	2014
219	0,224	отопление, ГВС	надземный	2016
108	0,015	отопление, ГВС	надземный	2016
<b>Котельная №2</b>				
273	0,121	отопление, ГВС	надземный	2012
219	0,296	отопление, ГВС	надземный	2012
159	0,680	отопление, ГВС	надземный	2012
108	0,770	отопление, ГВС	надземный	2012
89	0,528	отопление, ГВС	надземный	2012
76	0,480	отопление, ГВС	надземный	2012
57	0,130	отопление, ГВС	надземный	2012
48	0,317	отопление, ГВС	надземный	2012
89	0,050	отопление, ГВС	надземный	2012
57	0,318	отопление, ГВС	надземный	2012
48	1,110	отопление, ГВС	надземный	2012
48	0,035	отопление, ГВС	надземный	2013
32	0,047	отопление, ГВС	надземный	2013

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
25	0,010	отопление, ГВС	надземный	2013
32	0,015	отопление, ГВС	надземный	2014
25	0,015	отопление, ГВС	надземный	2014
89	0,120	отопление, ГВС	надземный	2016
32	0,042	отопление, ГВС	надземный	2016
25	0,166	отопление, ГВС	надземный	2016
Котельная «База МУП «АПП»				
159	0,33	отопление, ГВС	подземный	2004
159	0,37	отопление, ГВС	надземный	2004
108	1,185	отопление, ГВС	подземный	2004
108	1,406	отопление, ГВС	надземный	2004
89	0,2	отопление, ГВС	подземный	2004
89	0,24	отопление, ГВС	надземный	2004
57	1,25	отопление, ГВС	подземный	2004
57	0,91	отопление, ГВС	надземный	2004
Котельная «Химчистка»				
108	0,261	отопление, ГВС	подземный	2014
108	0,27	отопление, ГВС	надземный	2014
89	0,321	отопление, ГВС	подземный	2014
57	1,191	отопление, ГВС	надземный	2014
57	1,071	отопление, ГВС	подземный	2014
Котельная «Рубин»				
32	0,257	отопление	надземный	2009
108	0,312	отопление	надземный	2004
25	0,101	отопление	надземный	2004
25	0,19	отопление	надземный	2007
250	0,01	отопление	надземный	2004
67	0,056	отопление	надземный	2004
150	0,021	отопление	надземный	2004
100	0,425	отопление	надземный	2004
60	0,12	отопление	надземный	2004
67	0,13	отопление	надземный	2004
32	0,117	отопление	надземный	2004
250	0,326	отопление	надземный	2004
150	0,329	отопление	надземный	2004
200	0,333	отопление	надземный	2004
32	0,348	отопление	надземный	2004
250	0,191	отопление	надземный	2014
150	0,13	отопление	надземный	2014
200	0,21	отопление	надземный	2014
32	0,12	отопление	надземный	2014
32	0,063	отопление	надземный	2017
108	0,158	отопление	надземный	2017
32	0,064	отопление	надземный	2017
25	0,065	отопление	надземный	2017
Котельная «База Промвентилиция»				
273	0,261	отопление	надземный	2015
32	0,024	отопление	надземный	2015
32	0,030	отопление	надземный	2015

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
57	0,072	отопление	надземный	2016
32	0,024	отопление	надземный	2016
32	0,025	отопление	надземный	2017
32	0,012	отопление	надземный	2015
32	0,021	отопление	надземный	2016
32	0,012	отопление	надземный	2015
76	0,018	отопление	надземный	2009
57	0,065	отопление	надземный	2017
57	0,008	отопление	надземный	2015
57	0,026	отопление	подземный	2015
57	0,015	отопление	подземный	2015
89	0,054	отопление	подземный	2015
76	0,047	отопление	подземный	2015
159	0,115	отопление	подземный	1981
108	0,100	отопление	подземный	1981
57	0,008	отопление	подземный	1981
76	0,004	отопление	подземный	1981
76	0,004	отопление	подземный	1981
57	0,030	отопление	подземный	1981
159	0,018	отопление	надземный	2003
108	0,042	отопление	надземный	2003
57	0,040	отопление	надземный	2003
76	0,070	отопление	надземный	2010
159	0,348	отопление	надземный	2017
108	0,261	ГВС	надземный	2015
25	0,024	ГВС	надземный	2015
25	0,030	ГВС	надземный	2015
25	0,072	ГВС	надземный	2016
25	0,024	ГВС	надземный	2016
25	0,025	ГВС	надземный	2017
25	0,012	ГВС	надземный	2015
25	0,021	ГВС	надземный	2016
25	0,012	ГВС	надземный	2015
32	0,018	ГВС	надземный	2009
32	0,065	ГВС	надземный	2017
32	0,008	ГВС	надземный	2015
25	0,026	ГВС	подземный	2015
32	0,015	ГВС	подземный	2015
57	0,054	ГВС	подземный	2015
25	0,047	ГВС	подземный	2015
57	0,115	ГВС	подземный	1981
20	0,008	ГВС	подземный	1981
20	0,050	ГВС	надземный	2003
89	0,348	ГВС	надземный	2017
Котельная «ИП Скоробогатова»				
57	1,200	отопление, ГВС	надземный	2017

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

Аварий и отказов элементов схемы теплоснабжения не было.

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет

Аварий и отказов элементов схемы теплоснабжения не было.

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 России №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.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя.

Расчеты проводятся 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».

Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

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

Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Теплоносителем является сетевая вода с максимальной температурой 95°C. Теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии присоединены к тепловым сетям по закрытой схеме.

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 также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом 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.

Существующие узлы учета тепловой энергией на жилых домах:

Котельная №1: 2-й квартал, д.2, 1-й квартал, дома 1 (+счетчик ГВС), 3, 4, 5, 7, 1А (+счетчик ГВС), 2, 6, 9 (+счетчик ГВС), ул.Маяковского, д.11.

Котельная №2 «ЖДЯ»: ул.Тарабукина, д.52.

Сведения о фактической оснащённости потребителей тепловой энергии приборами учета тепловой энергии для остальных котельных предоставлены не были.

Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) 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.

Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

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

Перечень выявленных бесхозных 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 бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет бесхозных 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 бесхозной 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 «Центральная» – центральная, центрально-западная и восточная части города Алдан (1 Северный проезд, ул.10 лет Якутии, 2 Северный проезд, ул.50 лет ВЛКСМ, ул.Алданская, ул.Бертина, ул.Гагарина, ул.Геологическая, ул.Горького, ул.Дачная, ул.Дзержинского, ул.Дивизионная, пер.Дорожный, ул.Достовалова, пер.Зеленый, ул.Комарова, пер.Коммунальный, ул.Кооперативная, ул.Кузнецова, ул.Ленина, ул.Лесная, ул.Маяковского, ул.М-Кангаласская, пер.Незаметный, ул.Новая, ул.Новоселов, ул.Октябрьская, ул.Ортосалинская, ул.Павлова, ул.Папышева, пер.Первомайский, ул.Пролетарская, ул.Пушкина, ул.Данилова, ул.Семенова, ул.Серебровского, ул.Слепнева, ул.Советская, пер.Спортивный, ул.Стрельцова, ул.Таежная, ул.Тамаракская, ул.Чекистов, ул.Чехова, ул.Чкалова, ул.Юбилейная, ул.Юности, ул.Якутская), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 32,701 Гкал/ч;

– зона действия котельной «АРЭМЗ» – западная, центрально-южная части города Алдан (ул.40 лет Победы, ул.Береговая, ул.Бертина, ул.Билибина, ул.Булановского, ул.Быкова, ул.Селигдарская, ул.Васино Поле, ул.Горная,

ул.Дивизионная, пер.Заводской, ул.Заортосалинская, ул.Зинштейна, ул.Калинина, ул.Комарова, ул.Комсомольская, ул.Красноармейская, ул.Кузнецова, ул.Куранахская, ул.Лебединская, ул.Ленина, ул.М-Кангаласская, ул.Нагорная, ул.Пролетарская, ул.Серебровского, ул.Слепнева, ул.Сосновая, ул.Угоянская, ул.Хатыстырская, ул.Чекистов, пер.Школьный, ул.Энергетиков, ул.Ясная), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 16,313 Гкал/ч;

– зона действия котельной «ЯЦИК» – западная часть города Алдан (ул.Хвойная), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 0,470 Гкал/ч;

– зона действия котельной МКУ-14 – северная часть микрорайона Солнечный города Алдан (ул.Бамовская, пер.Весенний, ул.Железнодорожная, пер.Звездный, пер.Лесной, ул.Мира, ул.Молодежная, ул.Первопроходцев, ул.Романтиков, пер.Сибирский, ул.Союзная, ул.Спекова, ул.Спортивная, ул.Фестивальная, ул.Ханийская), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 8,348 Гкал/ч;

– зона действия котельной МКУ-10,5 – южная часть микрорайона Солнечный города Алдан (ул.2-я Железнодорожная, пер.Весенний, ул.Железнодорожная, пер.Кедровый, пер.Лесной, пер.Нагорный, ул.Романтиков, пер.Снежный, пер.Сосновый, ул.Союзная, ул.Спортивная, ул.Фестивальная, ул.Южная), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 3,438 Гкал/ч;

– зона действия котельной №1 – центрально-южная часть города Алдан (ул.10 лет Якутии, 1-й квартал, 2-й квартал, ул.Бертина, ул.Зинштейна, ул.Космачева, ул.Линейная, ул.Слепнева), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 8,057 Гкал/ч;

– зона действия котельной №2 – восточная часть города Алдан (ул.Тарабукина, ул.Тополиная, ул.Достовалова), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 3,637 Гкал/ч;

– зона действия котельной «База МУП «АПП» – восточная часть города Алдан (ул.Достовалова, ул.Жадейкина, ул.Металлистов, ул.Тарабукина, ул.Тополиная, ),

теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 2,718 Гкал/ч;

– зона действия котельной «Химчистка» – центрально-восточная часть города Алдан (ул.Ленина, ул.Папышева, ул.Пролетарская, ул.Советская), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 1,019 Гкал/ч;

– зона действия котельной «Рубин» – центрально-восточная часть города Алдан (пер.Северный, пер.Эвенкийский, ул.Дзержинского, ул.Жадейкина, ул.Ленина, ул.Октябрьская, ул.Тарабукина, ул.Теплякова, ул.Тополиная, ул.Эвенкийская), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 1,648 Гкал/ч;

– зона действия котельной «База Промвентиляция» – центрально-восточная часть города Алдан (пер.Спортивный, ул.Павлова, пер.Новоселов, пер.Спортивный, пер.Якутский), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 0,487 Гкал/ч;

– зона действия котельной «Б-Нимныр» – посёлок Большой Нимныр (ул.Дорожная, ул.Таежная), теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 1,134 Гкал/ч;

– зона действия котельной «ИП Скоробогатова» – г.Алдан, теплоисточник обеспечивает нужды поселения на отопление и ГВС с присоединённой тепловой нагрузкой 1,344 Гкал/ч.

Зоны действия систем теплоснабжения представлены на рис. 1.1 – 1.2.

## **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.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

В муниципальном образовании «Город Алдан» 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 «Город Алдан» по приложению №1 к «Норма расхода тепла и топлива в ЯАССР, 1987 г.» принята равной -42°С для г.Алдан и п.Большой Нимныр.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха приведены в таблице 1.10.

Таблицы 1.10 – Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование потребителей тепловой энергии	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
	Гкал/час			
Котельная «Центральная»				
Жилой фонд	20,562	–	3,608	24,171
Местный бюджет	1,609	–	0,070	1,679
Республиканский бюджет	3,348	–	0,366	3,714
Федеральный бюджет	0,894	–	0,005	0,899
Прочие потребители	1,810	–	0,046	1,856
Нужды предприятия	0,380	–	0,002	0,382

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Наименование потребителей тепловой энергии	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
	Гкал/час			
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>				
Жилой фонд	12,085	–	2,042	14,127
Местный бюджет	0,203	–	0,009	0,212
Республиканский бюджет	1,010	–	0,083	1,093
Федеральный бюджет	0,280	–	0,005	0,285
Прочие потребители	0,570	–	0,026	0,596
Нужды предприятия	0,000	–	0,000	0,000
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>				
Жилой фонд	0,379	–	0,060	0,439
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,000	–	0,000	0,000
Нужды предприятия	0,031	–	0,000	0,031
<b>Котельная МКУ-14</b>				
Жилой фонд	6,521	–	0,964	7,485
Местный бюджет	0,414	–	0,014	0,428
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,098	–	0,007	0,105
Нужды предприятия	0,330	–	0,000	0,330
<b>Котельная МКУ-10,5</b>				
Жилой фонд	2,869	–	0,452	3,322
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,000	–	0,000	0,000
Нужды предприятия	0,115	–	0,000	0,116
<b>Котельная №1</b>				
Жилой фонд	4,265	–	0,864	5,129
Местный бюджет	0,698	–	0,031	0,729
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,080	–	0,000	0,081
Прочие потребители	1,760	–	0,037	1,797
Нужды предприятия	0,319	–	0,002	0,321
<b>Котельная №2 «ЖДЯ»</b>				
Жилой фонд	1,723	–	0,231	1,955
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	1,645	–	0,037	1,682
Нужды предприятия	0,000	–	0,000	0,000
<b>Котельная «База МУП АПП»</b>				
Жилой фонд	1,259	–	0,234	1,493
Местный бюджет	0,092	–	0,006	0,098
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,118	–	0,0004	0,1184
Нужды предприятия	1,010	–	0,001	1,011

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Наименование потребителей тепловой энергии	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
	Гкал/час			
<b>Котельная «Химчистка»</b>				
Жилой фонд	0,645	–	0,086	0,731
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,024	–	0,0002	0,0242
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,013	–	0,002	0,015
Нужды предприятия	0,195	–	0,055	0,250
<b>Котельная «Рубин»</b>				
Жилой фонд	0,618	–	0,034	0,652
Местный бюджет	0,043	–	0,002	0,046
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,882	–	0,025	0,908
Нужды предприятия	0,043	–	0,000	0,043
<b>Котельная «База Промвентиляция»</b>				
Жилой фонд	0,149	–	0,018	0,167
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,000	–	0,000	0,000
Нужды предприятия	0,320	–	0,001	0,321
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>				
Жилой фонд	0,645	–	0,112	0,757
Местный бюджет	0,234	–	0,001	0,235
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,120	–	0,002	0,122
Нужды предприятия	0,024	–	0,000	0,024
<b>Котельная «ИП Скоробогатова»</b>				
Жилой фонд	1,076	–	0,158	1,234
Местный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Республиканский бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Федеральный бюджет	0,000	–	0,000	0,000
Прочие потребители	0,007	–	0,000	0,007
Нужды предприятия	0,106	–	0,000	0,106

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 «Город Алдан» не используются.

Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом сведены в таблицу 1.11.

Таблица 1.11 – Значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наименование потребителей тепловой энергии	Потребление тепловой энергии за год в целом	Потребления тепловой энергии за отопительный период
	Гкал/год	
"Центральная"	111439,06	107655,07
"АРЭМЗ"	55593,04	53594,13
"ЯЦИК"	1602,32	1547,17
МКУ-14	28448,13	27538,19
МКУ-10,5	11714,69	11296,52
№1 АЯМ	27456,92	26594,77
№2 "ЖДЯ" АЯМ	12393,57	12145,52
"База МУП "АПП"	9263,30	9040,28
"Химчистка"	3473,10	3341,35
"Рубин"	5617,32	5560,75
"База Промвентиляция"	1662,27	1645,50
"Б-Нимныр"	3875,55	3770,21
"ИП Скоробогатова"	4593,22	4447,22

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.

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Постановлением № 446 от 13 октября 2012 г. (в ред. от 27.07.2017г.) Правительством Республики Саха (Якутия) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг» установлены нормативы потребления тепловой энергии и горячего водоснабжения, представленные в таблицах 1.12, 1.13 и 1.14.

Таблица 1.12 – Нормативы потребления тепловой энергии для населения

Этажность многоквартирного или жилого дома	Норма тепловой энергии, Гкал на 1 м <sup>2</sup> общей площади жилых помещений в месяц
1	0,0486
2	0,0380
3	0,0345
4	0,0309
5 и более	0,0283

Таблица 1.13 – Нормативы потребления горячего водоснабжения

№	Степени благоустройства	Норматив, м <sup>3</sup> в месяц на 1 человека
1.	Многоквартирные или жилые дома	
1.1.	не оборудованные санитарно-техническими приборами (из водоразборной колонки, подвоз воды, льда)	-
1.2.	то же, с баней	-
1.3.	холодное водоснабжение без канализации	-
1.4.	холодное водоснабжение, канализация, без ванны	-
1.5.	холодное водоснабжение, канализация, без ванны, без душа, без унитаза	-
1.6.	холодное водоснабжение, канализация, газоснабжение, без ванны	-
1.7.	то же, с ванной	-
1.8.	холодное водоснабжение, канализация, водонагреватель на твердом топливе, без ванны	-
1.9.	то же, с ванной	-
1.10.	холодное водоснабжение, канализация, газовый и электрический водонагреватель, без ванны	-
1.11.	то же, с ванной	-
1.12.	холодное и горячее водоснабжение, канализация, без ванны	1,948
1.13.	холодное и горячее водоснабжение, канализация, ванна	2,910
1.14.	то же, с сидячей ванной	2,440
1.15.	холодное и горячее водоснабжение, канализация, без душа и ванны	1,210
2.	Общежития	
2.1.	без душевых	0,554
2.2.	с общим душем	0,831
2.3.	с душевыми в каждой секции	1,108
2.4.	с общим душем, кухней, буфетом, прачечной	1,663

Таблица 1.14 – Нормативы потребления горячей воды из открытой системы отопления на хозяйственно-бытовые нужды населения

№	Степени благоустройства	При использовании горячей воды из открытой системы отопления			
		При наличии централизованного холодного водоснабжения		При отсутствии централизованного холодного водоснабжения	
		Холодная вода	Горячая вода из открытой системы отопления	Горячая вода из открытой системы отопления	Подвоз воды
1	Многоквартирные или жилые дома				

№	Степени благоустройства	При использовании горячей воды из открытой системы отопления			
		При наличии централизованного холодного водоснабжения		При отсутствии централизованного холодного водоснабжения	
		Холодная вода	Горячая вода из открытой системы отопления	Горячая вода из открытой системы отопления	Подвоз воды
1.1	не оборудованные санитарно-техническими приборами (из водоразборной колонки, подвоз воды, льда), без бани (душа)			0,304	0,304
1.2	не оборудованные санитарно-техническими приборами (из водоразборной колонки, подвоз воды, льда), с баней (душем)			1,172	0,304
1.3	канализация, ванна	1,682	3,982	5,918	
1.4	то же с сидячей ванной	1,471	3,413	5,142	
1.5	канализация, без ванн, без душа	1,315	2,055	3,919	
1.6	канализация, без ванн, без душа, без унитаза	0,844	2,055	2,680	
1.7	холодное водоснабжение, без канализации	0,468	0,804		
1.8	холодное водоснабжение, канализация, без ванн с душем	1,338	2,593		
2	Общежития				
2.1	без душевых	0,336	0,758	1,164	
2.2	с общим душем	0,420	1,138	1,552	
2.3	с душевыми в каждой секции	0,589	1,517	2,134	
2.4	с общим душем, кухней, буфетом, прачечной	0,757	2,275	2,910	

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

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

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 1.15.

Таблица 1.15 – Баланс тепловой мощности

Источники тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч
"Центральная"	90,000	90,000	2,687	87,313	20,510	32,701
"АРЭМЗ"	30,000	30,000	1,295	28,705	10,002	16,313
"ЯЦИК"	1,940	1,940	0,028	1,912	0,250	0,470
МКУ-14	12,040	12,040	0,522	11,518	4,970	8,348
МКУ-10,5	9,030	9,030	0,222	8,808	2,234	3,438
№1 АЯМ	12,920	12,920	0,260	12,660	0,851	8,057
№2 "ЖДЯ" АЯМ	7,760	7,760	0,124	7,636	0,606	3,637
"База МУП "АПП"	6,500	6,500	0,140	6,360	0,851	2,718
"Химчистка"	2,450	2,450	0,052	2,398	0,319	1,019
"Рубин"	4,940	4,940	0,090	4,850	0,648	1,648
"База Промвентиляция"	0,860	0,860	0,025	0,835	0,152	0,488
"Б-Нимныр"	3,240	3,240	0,082	3,158	0,621	1,137
"ИП Скоробогатова"	3,060	3,060	0,045	3,015	0,196	1,344

Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

В таблице 1.16 приведен расчет резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии муниципального образования «Город Алдан».

Таблица 1.16 – 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, %
"Центральная"	87,313	53,211	34,102	39,06
"АРЭМЗ"	28,705	26,316	2,390	8,33
"ЯЦИК"	1,912	0,720	1,192	62,33
МКУ-14	11,518	13,317	-1,799	-15,62
МКУ-10,5	8,808	5,672	3,136	35,61
№1 АЯМ	12,660	8,907	3,753	29,64
№2 "ЖДЯ" АЯМ	7,636	4,242	3,394	44,45
"База МУП "АПП"	6,360	3,569	2,791	43,88
"Химчистка"	2,398	1,338	1,059	44,19
"Рубин"	4,850	2,297	2,553	52,65
"База Промвентиляция"	0,835	0,640	0,195	23,40
"Б-Нимныр"	3,158	1,758	1,400	44,34
"ИП Скоробогатова"	3,015	1,540	1,475	48,94

Анализ таблицы 1.16 показывает, что у котельной МКУ-14 дефицит тепловой мощности нетто при пиковых нагрузках.

Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния 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 на котельных.

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 «Город Алдан» 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, м<sup>3</sup>;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>;
- объем воды на собственные нужды котельной, м<sup>3</sup>;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м<sup>3</sup>;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м<sup>3</sup>.

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, м<sup>3</sup>, 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, м<sup>3</sup>/м;

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

$n$  - 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  $v_{om} = 30$  м<sup>3</sup>/Гкал/ч);

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

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения закрытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V,$$

где

$V$  - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления, м<sup>3</sup>.

открытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V + G_{звс},$$

где

$G_{звс}$  - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>.

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 1.17.

Таблица 1.17 – Баланс производительности водоподготовительных установок

Источник тепловой энергии	Заполнение тепловой сети, т	Подпитка тепловой сети, т/ч	Заполнение системы отопления потребителей, т
"Центральная"	1889,974	69,905	858,110
"АРЭМЗ"	1028,974	36,932	424,472
"ЯЦИК"	11,477	0,978	12,314
МКУ-14	450,300	16,836	220,877
МКУ-10,5	204,809	7,702	89,545
№1 АЯМ	306,371	15,658	213,703
№2 "ЖДЯ" АЯМ	84,374	4,594	101,041
"База МУП "АПП"	78,345	4,097	74,300
"Химчистка"	20,451	2,317	26,280
"Рубин"	123,837	1,371	47,609
"База Промвентиляция"	56,399	0,456	14,087
"Б-Нимныр"	38,818	1,928	30,695
"ИП Скоробогатова"	4,712	2,467	35,692

Утвержденный баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в 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 1.18.

Таблица 1.18 – Баланс производительности водоподготовительных установок

Источник тепловой энергии	Расход воды на аварийную подпитку тепловой сети, т/ч
"Центральная"	117,996
"АРЭМЗ"	62,367
"ЯЦИК"	1,395
МКУ-14	28,582
МКУ-10,5	12,853
№1 АЯМ	24,759
№2 "ЖДЯ" АЯМ	7,839
"База МУП "АПП"	6,768
"Химчистка"	3,135
"Рубин"	4,371
"База Промвентиляция"	1,689
"Б-Нимныр"	3,145
"ИП Скоробогатова"	3,174

## 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 количеству сожжённого основного и резервного топлива источниками теплоснабжения муниципального образования «Город Алдан» представлены в таблице 1.19.

Данные о количестве сожжённого основного и резервного топлива приведены за 2017 г.

Таблица 1.19 - Фактические расходы основного и резервного топлива

Источник тепловой энергии	Вид топлива	Затрачено условного топлива, т.у.т.	Затрачено натурального топлива, т.н.т.
"Центральная"	Уголь	45343,27	56271,00
"АРЭМЗ"	Уголь	23094,42	28660,17
"ЯЦИК"	Уголь	723,84	898,28
МКУ-14	Уголь	8993,92	11161,45
МКУ-10,5	Уголь	3747,50	4650,65
№1 АЯМ	Уголь	5579,35	4528,69

Источник тепловой энергии	Вид топлива	Затрачено условного топлива, т.у.т.	Затрачено натурального топлива, т.н.т.
№2 "ЖДЯ" АЯМ	Уголь	2657,27	2156,88
"База МУП "АПП"	Уголь	3580,22	4410,84
"Химчистка"	Уголь	1251,11	1541,37
"Рубин"	Уголь	1474,37	1816,42
"База Промвентиляция"	Уголь	436,14	541,26
"Б-Нимныр"	Уголь	1671,16	2073,91
"ИП Скоробогатова"	Уголь	1896,07	2806,19

### Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Для источников тепловой энергии муниципального образования «Город Алдан» основным видом топлива является уголь. Топливо поставляется железнодорожным и автомобильным транспортом. В период расчетных температур уголь поставляется в рабочем режиме.

## **1.9 Надежность теплоснабжения**

Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями

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 и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего 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°С, промышленных зданий до 8°С. Третья категория – прочие потребители.

### **1.10 Техничко-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.

В таблице 1.20 отображены технико - экономические показатели теплоснабжающей организации.

Таблица 1.20 – Техничко-экономические показатели

Наименование источника	"Центральная"	"АРЭМЗ"	"ЯЦИК"	МКУ-14	МКУ-10,5	№1 АЯМ	№2 "ЖДЖ" АЯМ	"База МУП "АПП"	"Химчистка"	"Рубин"	"База Промвентиляция"	"Б-Нимнър"	"ИП Скоробагова"
Установленная мощность, Гкал/ч	90,000	30,000	1,940	12,040	9,030	12,920	7,760	6,500	2,450	4,940	0,860	3,240	3,060
Располагаемая мощность, Гкал/ч	90,000	30,000	1,940	12,040	9,030	12,920	7,760	6,500	2,450	4,940	0,860	3,240	3,060
Выработка тепловой энергии, Гкал	190499,40	94094,96	2550,55	47164,73	20086,63	31242,86	14880,02	12640,75	4739,41	8134,06	2265,23	6270,21	5414,86
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	9157,75	4412,38	96,21	1779,12	757,69	886,41	422,17	476,83	178,78	306,83	85,45	279,75	153,59
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	181341,65	89682,58	2454,34	45385,61	19328,94	30356,45	14457,85	12163,93	4560,64	7827,23	2179,78	5990,46	5261,27
Потери в тепловых сетях, Гкал	69902,59	34089,54	852,02	16937,48	7614,25	2899,53	2064,28	2900,63	1087,54	2209,91	517,51	2114,91	668,05
Полезный отпуск, Гкал	111439,06	55593,04	1602,32	28448,13	11714,69	27456,92	12393,57	9263,30	3473,10	5617,32	1662,27	3875,55	4593,22
Расход топлива, т.н.т.	56271,00	28660,17	898,28	11161,45	4650,65	4528,69	2156,88	4410,84	1541,37	1816,42	541,26	2073,91	2806,19
Расход топлива, т.у.т.	45343,27	23094,42	723,84	8993,92	3747,50	5579,35	2657,27	3580,22	1251,11	1474,37	436,14	1671,16	1896,07
Удельный расход условного топлива, туг/Гкал	0,238	0,245	0,284	0,191	0,187	0,179	0,179	0,283	0,264	0,181	0,193	0,267	0,350

### 1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

На рис. 1.7 и 1.8 представлены утвержденные тарифы на тепловую энергию для потребителей муниципального образования «Город Алдан» и представлены динамики изменений утвержденных тарифов.



Рис.1.7 – Динамика изменений утвержденных тарифов для прочих потребителей

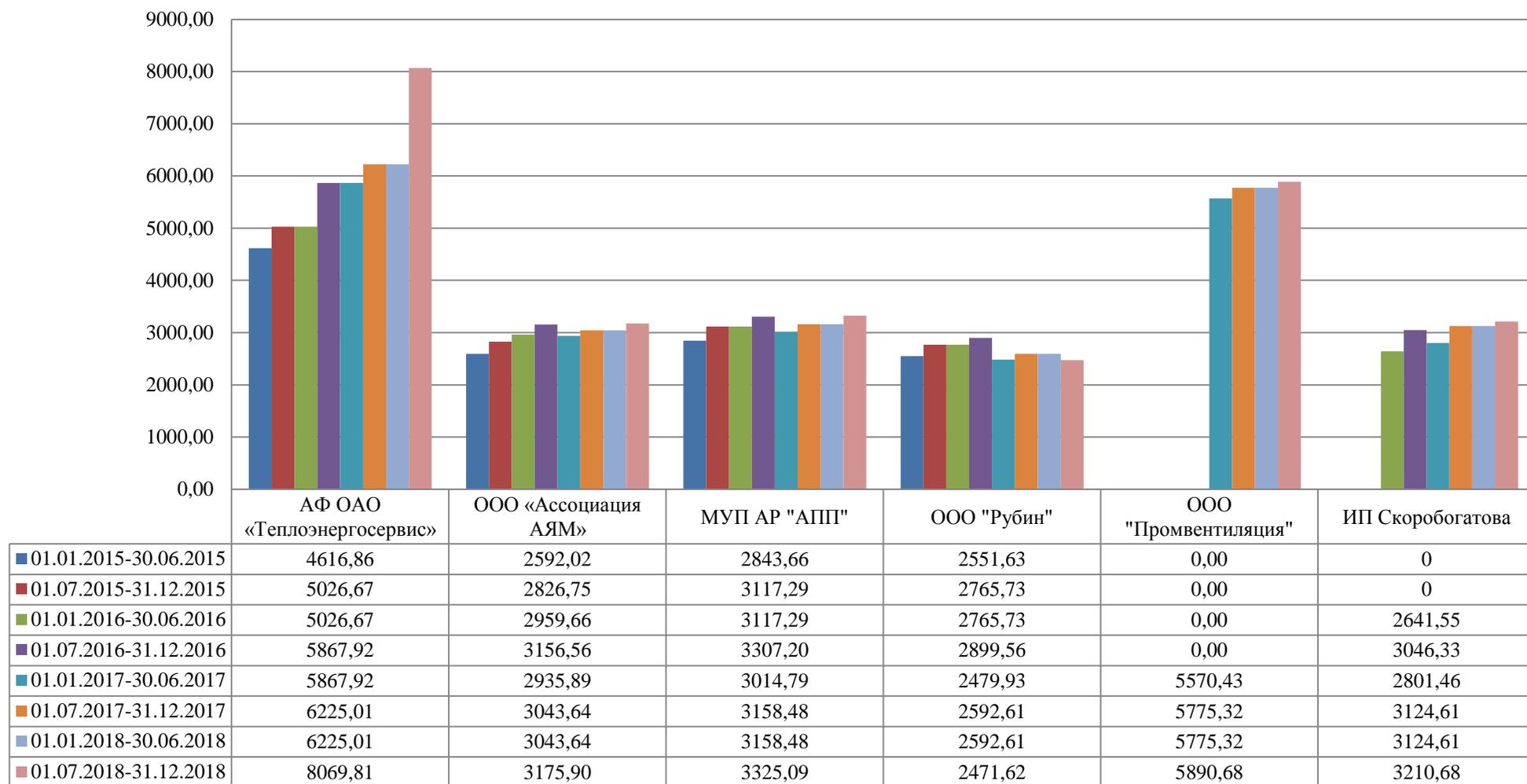


Рис.1.8 – Динамика изменений утвержденных тарифов для населения

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 Федерального закона от 27.07.2010 №190 «О теплоснабжении» – 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.

В соответствии с Правилами установления регулируемых цен (тарифов), утвержденных Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 №1075, цены (тарифы) в сфере теплоснабжения устанавливаются органами регулирования до начала очередного периода регулирования, но не позднее 20 декабря года, предшествующего очередному расчетному периоду регулирования.

### **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

Существующие значения потребления тепловой энергии приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Значения потребления тепловой энергии в базовый период

Наименование теплоисточника	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки			Всего
		Отопление	Вентиляция	ГВС	
Котельная «Центральная»	Гкал/час	28,604	–	4,097	32,701
	Гкал/год	97487,98	–	14340,32	111828,30
Котельная «АРЭМЗ»	Гкал/час	14,149	–	2,164	16,313
	Гкал/год	48223,32	–	7575,34	55798,66
Котельная «ЯЦИК»	Гкал/час	0,410	–	0,060	0,470
	Гкал/год	1398,98	–	209,01	1607,99
Котельная МКУ-14	Гкал/час	7,363	–	0,985	8,348
	Гкал/год	25093,29	–	3448,44	28541,73
Котельная МКУ-10,5	Гкал/час	2,985	–	0,453	3,438
	Гкал/год	10172,97	–	1584,73	11757,70
Котельная №1	Гкал/час	7,123	–	0,933	8,057
	Гкал/год	24278,30	–	3266,34	27544,64
Котельная №2 «ЖДЯ»	Гкал/час	3,368	–	0,269	3,637
	Гкал/год	11479,03	–	939,78	12418,81
Котельная «База МУП АПП»	Гкал/час	2,477	–	0,241	2,718
	Гкал/год	8441,05	–	845,18	9286,24
Котельная «Химчистка»	Гкал/час	0,876	–	0,143	1,019
	Гкал/год	2985,61	–	500,50	3486,11
Котельная «Рубин»	Гкал/час	1,587	–	0,061	1,648
	Гкал/год	5408,76	–	214,38	5623,14
Котельная «База Промвентиляция»	Гкал/час	0,470	–	0,018	0,488
	Гкал/год	1600,44	–	63,56	1663,99
Котельная «Б-Нимныр»	Гкал/час	1,023	–	0,114	1,137
	Гкал/год	3487,19	–	399,20	3886,39
Котельная «ИП Скоробогатова»	Гкал/час	1,190	–	0,154	1,344
	Гкал/год	4054,93	–	538,29	4593,22

### 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 01.01.2018 г. численность населения муниципального образования составила 20908 человек.

Расчет перспективной численности населения производится по следующей формуле:

$$N_{\text{п}} = N_{\text{ф}} * \left(1 + \frac{K_{\text{пр}}}{100}\right)^T,$$

где  $N_{\text{п}}$  - расчетная численность населения через  $T$  лет, человек;

$N_{\text{ф}}$  - фактическая численность населения;

$K_{\text{пр}}$  – коэффициент общего прироста населения;

$T$  – число лет, на которое прогнозируется расчет.

Для расчета рассматривались сложившиеся тенденции демографических процессов с 2012 по 2016 год.

Обобщенные данные о перспективной численности населения представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Прогноз численности населения

Наименование показателя	По состоянию на 01.01.2018 г. чел.	Проектные показатели прогноза численности населения на расчетный срок, тыс. чел.					
		2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023 - 2027гг.	2028-2033гг.
Численность населения	20908	20865	20822	20779	20741	20534	20289
Прирост, убыль		-43	-43	-43	-38	-207	-245

### 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 м<sup>2</sup> 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 2.4 и 2.5;
- на 30% с 2016 г. согласно таблице 2.6 и 2.7;
- на 40% с 2020 г. согласно таблице 2.8 и 2.9.

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 2.4 - Нормируемый с 2011 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового промышленного изготовления, кДж/(м<sup>2</sup>. °С.сутки)

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

Таблица 2.5 - Нормируемый с 2011 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м<sup>2</sup>. °С.сутки) или [кДж/(м<sup>3</sup>. °С.сутки)]

№ п.п.	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		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 многоквартирных 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]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[19,5], [18,5], [18] соответственно нарастанию этажности	[17]	[17]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[30,5], [29], [28] соответственно нарастанию этажности	[23]	[20,5]	[18,5]	[17]	[17]

Примечание к таблице 2.5. Для регионов, имеющих значение  $Dd = 8000$  °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.6 - Нормируемый с 2016 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, , кДж/(м<sup>2</sup>. °С.сутки)

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	С числом этажей			
	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 2.7 - Нормируемый с 2016 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м<sup>2</sup>. °С.сутки) или [кДж/(м<sup>3</sup>. °С.сутки)]

№ п.п.	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		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 многоквартирных и блокированных домов – по таблице №5	56 [20,5]	53 [19,5]	50,5 [18]	49 [17,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3,4 и 5 настоящей таблицы	[29,5], [26,5], [25] соответственно нарастанию этажности	[22,5]	[21,5]	[20,5]	[19,5]	-
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]	-	-	-	-	-
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 2.7. Для регионов, имеющих значение  $D_d = 8000$  °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Таблица 2.8 - Нормируемый с 2020 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, , кДж/(м<sup>2</sup>. °С.сутки)

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	С числом этажей			
	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 2.9 - Нормируемый с 2020 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сутки) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сутки)]

№ п.п.	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		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 многоквартирных и блокированных домов – по таблице №7	48 [17,5]	45,5 [16,5]	43 [15,5]	42 [15]
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 2.9. Для регионов, имеющих значение  $Dd = 8000$  °С и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%

#### 2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения 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:

$$Q_{отmax} = q_{от} S_{зд} (t_{вн} - t_{от}) a, \text{ Вт}$$

где:  $q_{от}$ - удельный расход тепловой энергии на отопление, кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сутки) (принимается согласно таблицы 2.11-2.12);

$S_{зд}$  - площадь здания, м<sup>2</sup>;

$t_{вн}$  – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий (принимается для жилых зданий равной 20°C);

$t_{от}$  – расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °C;

$a$  – поправочный коэффициент к величине  $q_{от}$  (принимается в зависимости от расчетной температуры)

Таблица 2.10 - Поправочный коэффициент  $a$  к величине  $q_{от}$

Расчетная температура наружного воздуха $t_{от}, °C$	$a$	Расчетная температура наружного воздуха $t_{от}, °C$	$a$
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 2.11 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление  $q_{от}$  жилых домов, кДж/(м<sup>2</sup>·°C·сут)

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	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<sup>2</sup> значения  $q_{от}$  должны определяться по линейной интерполяции.

Таблица 2.12 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий  $q_{от}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)]

Типы зданий	Этажность зданий					
	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 перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы	[42]; [38]; [36] соответственно нарастающую этажности	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернат	[34]; [33]; [32] соответственно нарастающую этажности	[31]	[30]	[29]	[28]	-
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастающую этажности	[20]	[20]	-	-	-
6 Административного назначения (офисы)	[36]; [34]; [33] соответственно нарастающую этажности	[27]	[24]	[22]	[20]	[20]

Примечание - Для регионов, имеющих значение  $D_d = 8000$  °С·сут и более, нормируемые  $q_{от}$  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 2.13.

Таблица 2.13 – Результаты расчётов прироста площадей строительного фонда и перспективных тепловых нагрузок на отопление.

Вид (назначение) строительных фондов	Ед.изм.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023 - 2027гг.	2028- 2033гг.
Индивидуальные жилые дома	м <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	–
	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Многоквартирные дома	м <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	–
	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Общественные здания	м <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	–
	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Производственные здания промышленных предприятий	м <sup>2</sup>	–	–	–	–	–	–	–
	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–

### Расчет перспективной тепловой нагрузки на ГВС

Расчет перспективной тепловой нагрузки на ГВС производится по формуле:

$$Q_{hm} = \frac{1,2m(a+b)(55-t_c)}{24 \cdot 3,6} \cdot c, \text{ Вт}$$

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 2.14);

$b$ - 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 2.14);

$t_c$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (принимается равной 5°C).

$c$  – удельная теплоёмкость воды, принимается в расчетах равной 4,187 кДж/(кг·°C).

Таблица 2.14 – Норма расхода горячей воды СНиП 02.04.01-85 (Внутренний водопровод и канализация зданий)

Водопотребители	Измеритель	Норма расхода воды в средние сутки, л	
		общая	горячей
		(в том числе горячей) $q_{u,m}^{tot}$	$q_{u,m}^h$
<b>1. Жилые дома квартирного типа, оборудованные:</b>			
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
высотой св. 12 этажей с централизованным горячим водоснабжением и повышенными требованиями к их благоустройству	1 житель	360	115
<b>2. Общежития:</b>			
с общими душевыми	то же	85	50
с душами при всех жилых комнатах	”	110	60
с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	”	140	80
<b>3. Гостиницы, пансионаты и мотели с общими ваннами и душами</b>	”	120	70
<b>4. Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах</b>	”	230	140
<b>5. Гостиницы с ваннами в отдельных номерах, % от общего числа номеров:</b>			
до 25	”	200	100
” 75	”	250	150
” 100	”	300	180
<b>6. Больницы:</b>			
с общими ваннами и душевыми	1 койка	115	75
с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 койка	200	90

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

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
8. Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	13	5,2
9. Детские ясли-сады:			
с дневным пребыванием детей:			
со столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 ребенок	21,5	11,5
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными, оборудованными автоматическими стиральными машинами	то же	75	25
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми, работающими на полуфабрикатах	"	39	21,4
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными, оборудованными автоматическими стиральными машинами	1 ребенок	93	28,5
10. Пионерские лагеря (в том числе круглогодичного действия):			
со столовыми, работающими на сырье и прачечными, оборудованными автоматическими стиральными машинами	1 место	200	40
со столовыми, работающими на полуфабрикатах и стиркой белья в централизованных прачечных	то же	55	30
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 средние специальные) с душевыми при гимнастических залах и буфетами, реализующими готовую продукцию	1 учащийся и 1 преподаватель	17,2	6
14. Лаборатории высших и средних специальных учебных заведений	1 прибор в смену	224	112
15. Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся и 1 преподаватель в смену	10	3
То же, с продленным днем	то же	12	3,4
16. Профессионально-технические училища с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	"	20	8
17. Школы-интернаты с помещениями: учебными (с душевыми при гимнастических залах)	"	9	2,7
спальными	1 место	70	30
18. Научно-исследовательские институты и 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:			
реализуемой в обеденном зале	1 условное блюдо	12	4
продаваемой на дом	то же	10	3
выпускающие полуфабрикаты:			
мясные	1 т	—	—
рыбные	то же	—	—
овощные	"	—	—
кулинарные	"	—	—
21. Магазины:			
продовольственные	1 работающий в смену (20 м <sup>2</sup> торгового зала)	250	65
промтоварные	1 работающий в смену	12	5
22. Парикмахерские	1 рабочее место в смену	56	33

Таблица 2.15 – Результаты расчета перспективной тепловой нагрузки на ГВС

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023 - 2027гг.	2028- 2033гг.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	—	—	—	—	—	—	—
Многоквартирные дома	Гкал/час	—	—	—	—	—	—	—
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:

$$Q_v^{\text{общ}} = q_0 K_1 K_2 S, \text{ Вт}$$

где:  $q_{от}$ - удельный расход тепловой энергии на отопление, кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сутки) (принимается согласно таблицы 2.5);;

$K_1$ - 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, м<sup>2</sup>.

Таблица 2.16 – Результаты расчета перспективной тепловой нагрузки на вентиляцию

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023 - 2027гг.	2028- 2033гг.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Многоквартирные дома	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Общественные здания	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–

Результаты расчета перспективной суммарной тепловой нагрузки на теплоснабжение представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты расчета приростов суммарной перспективной тепловой нагрузки

Вид (назначение) строительных фондов	Ед. изм.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023 - 2027гг.	2028- 2033гг.
Индивидуальные жилые дома	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Многоквартирные дома	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Общественные здания	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–
Итого	Гкал/час	–	–	–	–	–	–	–

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

В таблицах 3.1 – 3.13 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.

В процессе актуализации и корректировки данной схемы теплоснабжения и при наличии данных о подключении тепловой нагрузки к существующему источнику тепловой энергии необходимо учесть данные нагрузки в существующих балансах тепловой мощности.

Таблица 3.1 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «Центральная»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Располагаемая мощность, Гкал/час	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Мощность НЕТТО, Гкал/час	87,313	87,313	87,313	87,313	87,313	87,313	87,313	87,313
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	32,701	32,701	32,701	32,701	32,701	32,701	32,701	32,701
Подключенная нагрузка, Гкал/час	55,898	55,898	55,898	55,898	55,898	55,898	55,898	55,898
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	190499,40	190499,40	190499,40	190499,40	190499,40	190499,40	190499,40	190499,40
Расход на собственные нужды, Гкал/год	9157,75	9157,75	9157,75	9157,75	9157,75	9157,75	9157,75	9157,75
Отпуск в сеть, Гкал/год	181341,65	181341,65	181341,65	181341,65	181341,65	181341,65	181341,65	181341,65
Потери, Гкал/год	69902,59	69902,59	69902,59	69902,59	69902,59	69902,59	69902,59	69902,59
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	111439,06	111439,06	111439,06	111439,06	111439,06	111439,06	111439,06	111439,06
Жилой фонд	70081,07	70081,07	70081,07	70081,07	70081,07	70081,07	70081,07	70081,07
Местный бюджет	5485,42	5485,42	5485,42	5485,42	5485,42	5485,42	5485,42	5485,42
Республиканский бюджет	11410,25	11410,25	11410,25	11410,25	11410,25	11410,25	11410,25	11410,25
Федеральный бюджет	3046,94	3046,94	3046,94	3046,94	3046,94	3046,94	3046,94	3046,94
Прочие потребители	6169,66	6169,66	6169,66	6169,66	6169,66	6169,66	6169,66	6169,66
Нужды предприятия	1294,64	1294,64	1294,64	1294,64	1294,64	1294,64	1294,64	1294,64
Жилой фонд ГВС	12286,01	12286,01	12286,01	12286,01	12286,01	12286,01	12286,01	12286,01
Местный бюджет ГВС	237,73	237,73	237,73	237,73	237,73	237,73	237,73	237,73
Республиканский бюджет ГВС	1247,06	1247,06	1247,06	1247,06	1247,06	1247,06	1247,06	1247,06
Федеральный бюджет ГВС	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72	17,72
Прочие потребители ГВС	155,76	155,76	155,76	155,76	155,76	155,76	155,76	155,76
Нужды предприятия ГВС	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	37,89	37,89	37,89	37,89	37,89	37,89	37,89	37,89
Коэффициент загрузки	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62

Таблица 3.2 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «АРЭМЗ»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Располагаемая мощность, Гкал/час	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Мощность НЕТТО, Гкал/час	28,705	28,705	28,705	28,705	28,705	28,705	28,705	28,705
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313	16,313
Подключенная нагрузка, Гкал/час	27,610	27,610	27,610	27,610	27,610	27,610	27,610	27,610
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	94094,96	94094,96	94094,96	94094,96	94094,96	94094,96	94094,96	94094,96
Расход на собственные нужды, Гкал/год	4412,38	4412,38	4412,38	4412,38	4412,38	4412,38	4412,38	4412,38
Отпуск в сеть, Гкал/год	89682,58	89682,58	89682,58	89682,58	89682,58	89682,58	89682,58	89682,58
Потери, Гкал/год	34089,54	34089,54	34089,54	34089,54	34089,54	34089,54	34089,54	34089,54
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	55593,04	55593,04	55593,04	55593,04	55593,04	55593,04	55593,04	55593,04
Жилой фонд	41189,70	41189,70	41189,70	41189,70	41189,70	41189,70	41189,70	41189,70
Местный бюджет	693,39	693,39	693,39	693,39	693,39	693,39	693,39	693,39
Республиканский бюджет	3440,67	3440,67	3440,67	3440,67	3440,67	3440,67	3440,67	3440,67
Федеральный бюджет	955,98	955,98	955,98	955,98	955,98	955,98	955,98	955,98
Прочие потребители	1943,58	1943,58	1943,58	1943,58	1943,58	1943,58	1943,58	1943,58
Нужды предприятия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилой фонд ГВС	6952,76	6952,76	6952,76	6952,76	6952,76	6952,76	6952,76	6952,76
Местный бюджет ГВС	30,18	30,18	30,18	30,18	30,18	30,18	30,18	30,18
Республиканский бюджет ГВС	283,54	283,54	283,54	283,54	283,54	283,54	283,54	283,54
Федеральный бюджет ГВС	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12
Прочие потребители ГВС	87,12	87,12	87,12	87,12	87,12	87,12	87,12	87,12
Нужды предприятия ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97
Коэффициент загрузки	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Таблица 3.3 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «ЯЦИК»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940
Располагаемая мощность, Гкал/час	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940
Мощность НЕТТО, Гкал/час	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470	0,470
Подключенная нагрузка, Гкал/час	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	2550,55	2550,55	2550,55	2550,55	2550,55	2550,55	2550,55	2550,55
Расход на собственные нужды, Гкал/год	96,21	96,21	96,21	96,21	96,21	96,21	96,21	96,21
Отпуск в сеть, Гкал/год	2454,34	2454,34	2454,34	2454,34	2454,34	2454,34	2454,34	2454,34
Потери, Гкал/год	852,02	852,02	852,02	852,02	852,02	852,02	852,02	852,02
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	1602,32	1602,32	1602,32	1602,32	1602,32	1602,32	1602,32	1602,32
Жилой фонд	1293,26	1293,26	1293,26	1293,26	1293,26	1293,26	1293,26	1293,26
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия	105,72	105,72	105,72	105,72	105,72	105,72	105,72	105,72
Жилой фонд ГВС	203,34	203,34	203,34	203,34	203,34	203,34	203,34	203,34
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	61,42	61,42	61,42	61,42	61,42	61,42	61,42	61,42
Коэффициент загрузки	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39

Таблица 3.4 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная МКУ-14

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040
Располагаемая мощность, Гкал/час	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040	12,040
Мощность НЕТТО, Гкал/час	11,518	11,518	11,518	11,518	11,518	11,518	11,518	11,518
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	8,348	8,348	8,348	8,348	8,348	8,348	8,348	8,348
Подключенная нагрузка, Гкал/час	13,839	13,839	13,839	13,839	13,839	13,839	13,839	13,839
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	47164,73	47164,73	47164,73	47164,73	47164,73	47164,73	47164,73	47164,73
Расход на собственные нужды, Гкал/год	1779,12	1779,12	1779,12	1779,12	1779,12	1779,12	1779,12	1779,12
Отпуск в сеть, Гкал/год	45385,61	45385,61	45385,61	45385,61	45385,61	45385,61	45385,61	45385,61
Потери, Гкал/год	16937,48	16937,48	16937,48	16937,48	16937,48	16937,48	16937,48	16937,48
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	28448,13	28448,13	28448,13	28448,13	28448,13	28448,13	28448,13	28448,13
Жилой фонд	22224,37	22224,37	22224,37	22224,37	22224,37	22224,37	22224,37	22224,37
Местный бюджет	1409,40	1409,40	1409,40	1409,40	1409,40	1409,40	1409,40	1409,40
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	334,98	334,98	334,98	334,98	334,98	334,98	334,98	334,98
Нужды предприятия	1124,54	1124,54	1124,54	1124,54	1124,54	1124,54	1124,54	1124,54
Жилой фонд ГВС	3283,41	3283,41	3283,41	3283,41	3283,41	3283,41	3283,41	3283,41
Местный бюджет ГВС	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91	47,91
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49
Нужды предприятия ГВС	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	-14,95	-14,95	-14,95	-14,95	-14,95	-14,95	-14,95	-14,95
Коэффициент загрузки	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15

Таблица 3.5 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная МКУ-10,5

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030
Располагаемая мощность, Гкал/час	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030	9,030
Мощность НЕТТО, Гкал/час	8,808	8,808	8,808	8,808	8,808	8,808	8,808	8,808
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	3,438	3,438	3,438	3,438	3,438	3,438	3,438	3,438
Подключенная нагрузка, Гкал/час	5,894	5,894	5,894	5,894	5,894	5,894	5,894	5,894
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	20086,63	20086,63	20086,63	20086,63	20086,63	20086,63	20086,63	20086,63
Расход на собственные нужды, Гкал/год	757,69	757,69	757,69	757,69	757,69	757,69	757,69	757,69
Отпуск в сеть, Гкал/год	19328,94	19328,94	19328,94	19328,94	19328,94	19328,94	19328,94	19328,94
Потери, Гкал/год	7614,25	7614,25	7614,25	7614,25	7614,25	7614,25	7614,25	7614,25
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	11714,69	11714,69	11714,69	11714,69	11714,69	11714,69	11714,69	11714,69
Жилой фонд	9779,45	9779,45	9779,45	9779,45	9779,45	9779,45	9779,45	9779,45
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия	393,52	393,52	393,52	393,52	393,52	393,52	393,52	393,52
Жилой фонд ГВС	1540,48	1540,48	1540,48	1540,48	1540,48	1540,48	1540,48	1540,48
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Нужды предприятия ГВС	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	34,73	34,73	34,73	34,73	34,73	34,73	34,73	34,73
Коэффициент загрузки	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65

Таблица 3.6 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная №1

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920
Располагаемая мощность, Гкал/час	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920	12,920
Мощность НЕТТО, Гкал/час	12,660	12,554	12,554	12,554	12,554	12,554	12,554	12,554
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	8,057	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430
Подключенная нагрузка, Гкал/час	9,167	9,716	9,716	9,716	9,716	9,716	9,716	9,716
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	31242,86	33113,01	33113,01	33113,01	33113,01	33113,01	33113,01	33113,01
Расход на собственные нужды, Гкал/год	886,41	1249,07	1249,07	1249,07	1249,07	1249,07	1249,07	1249,07
Отпуск в сеть, Гкал/год	30356,45	31863,94	31863,94	31863,94	31863,94	31863,94	31863,94	31863,94
Потери, Гкал/год	2899,53	3134,50	3134,50	3134,50	3134,50	3134,50	3134,50	3134,50
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	27456,92	28729,44	28729,44	28729,44	28729,44	28729,44	28729,44	28729,44
Жилой фонд	14537,28	14878,01	14878,01	14878,01	14878,01	14878,01	14878,01	14878,01
Местный бюджет	2379,88	2265,01	2265,01	2265,01	2265,01	2265,01	2265,01	2265,01
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	274,36	298,63	298,63	298,63	298,63	298,63	298,63	298,63
Прочие потребители	5998,15	6729,06	6729,06	6729,06	6729,06	6729,06	6729,06	6729,06
Нужды предприятия	1088,63	1088,63	1088,63	1088,63	1088,63	1088,63	1088,63	1088,63
Жилой фонд ГВС	2940,66	3199,53	3199,53	3199,53	3199,53	3199,53	3199,53	3199,53
Местный бюджет ГВС	104,62	105,46	105,46	105,46	105,46	105,46	105,46	105,46
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Прочие потребители ГВС	126,33	158,10	158,10	158,10	158,10	158,10	158,10	158,10
Нужды предприятия ГВС	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	29,04	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Коэффициент загрузки	0,71	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

Таблица 3.7 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная №2 «ЖДЯ»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760
Располагаемая мощность, Гкал/час	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760	7,760
Мощность НЕТТО, Гкал/час	7,636	7,603	7,603	7,603	7,603	7,603	7,603	7,603
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	3,637	3,470	3,470	3,470	3,470	3,470	3,470	3,470
Подключенная нагрузка, Гкал/час	4,366	4,163	4,163	4,163	4,163	4,163	4,163	4,163
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	14880,02	14186,75	14186,75	14186,75	14186,75	14186,75	14186,75	14186,75
Расход на собственные нужды, Гкал/год	422,17	535,14	535,14	535,14	535,14	535,14	535,14	535,14
Отпуск в сеть, Гкал/год	14457,85	13651,61	13651,61	13651,61	13651,61	13651,61	13651,61	13651,61
Потери, Гкал/год	2064,28	1826,27	1826,27	1826,27	1826,27	1826,27	1826,27	1826,27
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	12393,57	11825,34	11825,34	11825,34	11825,34	11825,34	11825,34	11825,34
Жилой фонд	5873,52	5914,84	5914,84	5914,84	5914,84	5914,84	5914,84	5914,84
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	5605,51	5031,31	5031,31	5031,31	5031,31	5031,31	5031,31	5031,31
Нужды предприятия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жилой фонд ГВС	787,97	820,70	820,70	820,70	820,70	820,70	820,70	820,70
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	126,57	58,49	58,49	58,49	58,49	58,49	58,49	58,49
Нужды предприятия ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	43,74	46,36	46,36	46,36	46,36	46,36	46,36	46,36
Коэффициент загрузки	0,56	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54

Таблица 3.8 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «База МУП АПП»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500
Располагаемая мощность, Гкал/час	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500	6,500
Мощность НЕТТО, Гкал/час	6,360	6,360	6,360	6,360	6,360	6,360	6,360	6,360
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718	2,718
Подключенная нагрузка, Гкал/час	3,709	3,709	3,709	3,709	3,709	3,709	3,709	3,709
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	12640,75	12640,75	12640,75	12640,75	12640,75	12640,75	12640,75	12640,75
Расход на собственные нужды, Гкал/год	476,83	476,83	476,83	476,83	476,83	476,83	476,83	476,83
Отпуск в сеть, Гкал/год	12163,93	12163,93	12163,93	12163,93	12163,93	12163,93	12163,93	12163,93
Потери, Гкал/год	2900,63	2900,63	2900,63	2900,63	2900,63	2900,63	2900,63	2900,63
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	9263,30	9263,30	9263,30	9263,30	9263,30	9263,30	9263,30	9263,30
Жилой фонд	4288,95	4288,95	4288,95	4288,95	4288,95	4288,95	4288,95	4288,95
Местный бюджет	310,51	310,51	310,51	310,51	310,51	310,51	310,51	310,51
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	399,10	399,10	399,10	399,10	399,10	399,10	399,10	399,10
Нужды предприятия	3442,50	3442,50	3442,50	3442,50	3442,50	3442,50	3442,50	3442,50
Жилой фонд ГВС	797,98	797,98	797,98	797,98	797,98	797,98	797,98	797,98
Местный бюджет ГВС	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16	20,16
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Нужды предприятия ГВС	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94
Коэффициент загрузки	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57

Таблица 3.9 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «Химчистка»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450
Располагаемая мощность, Гкал/час	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450
Мощность НЕТТО, Гкал/час	2,398	2,398	2,398	2,398	2,398	2,398	2,398	2,398
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019	1,019
Подключенная нагрузка, Гкал/час	1,391	1,391	1,391	1,391	1,391	1,391	1,391	1,391
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	4739,41	4739,41	4739,41	4739,41	4739,41	4739,41	4739,41	4739,41
Расход на собственные нужды, Гкал/год	178,78	178,78	178,78	178,78	178,78	178,78	178,78	178,78
Отпуск в сеть, Гкал/год	4560,64	4560,64	4560,64	4560,64	4560,64	4560,64	4560,64	4560,64
Потери, Гкал/год	1087,54	1087,54	1087,54	1087,54	1087,54	1087,54	1087,54	1087,54
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	3473,10	3473,10	3473,10	3473,10	3473,10	3473,10	3473,10	3473,10
Жилой фонд	2193,87	2193,87	2193,87	2193,87	2193,87	2193,87	2193,87	2193,87
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	46,74	46,74	46,74	46,74	46,74	46,74	46,74	46,74
Нужды предприятия	665,25	665,25	665,25	665,25	665,25	665,25	665,25	665,25
Жилой фонд ГВС	292,39	292,39	292,39	292,39	292,39	292,39	292,39	292,39
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62
Нужды предприятия ГВС	185,88	185,88	185,88	185,88	185,88	185,88	185,88	185,88
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24	43,24
Коэффициент загрузки	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57

Таблица 3.10 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «Рубин»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940
Располагаемая мощность, Гкал/час	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940
Мощность НЕТТО, Гкал/час	4,850	4,850	4,850	4,850	4,850	4,850	4,850	4,850
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	1,648	1,648	1,648	1,648	1,648	1,648	1,648	1,648
Подключенная нагрузка, Гкал/час	2,387	2,387	2,387	2,387	2,387	2,387	2,387	2,387
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	8134,06	8134,06	8134,06	8134,06	8134,06	8134,06	8134,06	8134,06
Расход на собственные нужды, Гкал/год	306,83	306,83	306,83	306,83	306,83	306,83	306,83	306,83
Отпуск в сеть, Гкал/год	7827,23	7827,23	7827,23	7827,23	7827,23	7827,23	7827,23	7827,23
Потери, Гкал/год	2209,91	2209,91	2209,91	2209,91	2209,91	2209,91	2209,91	2209,91
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32
Жилой фонд	2105,23	2105,23	2105,23	2105,23	2105,23	2105,23	2105,23	2105,23
Местный бюджет	148,18	148,18	148,18	148,18	148,18	148,18	148,18	148,18
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	3007,69	3007,69	3007,69	3007,69	3007,69	3007,69	3007,69	3007,69
Нужды предприятия	147,66	147,66	147,66	147,66	147,66	147,66	147,66	147,66
Жилой фонд ГВС	115,79	115,79	115,79	115,79	115,79	115,79	115,79	115,79
Местный бюджет ГВС	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	85,48	85,48	85,48	85,48	85,48	85,48	85,48	85,48
Нужды предприятия ГВС	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	51,69	51,69	51,69	51,69	51,69	51,69	51,69	51,69
Коэффициент загрузки	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48

Таблица 3.11 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «База Промвентиляция»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Располагаемая мощность, Гкал/час	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Мощность НЕТТО, Гкал/час	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835	0,835
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488
Подключенная нагрузка, Гкал/час	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	2265,23	2265,23	2265,23	2265,23	2265,23	2265,23	2265,23	2265,23
Расход на собственные нужды, Гкал/год	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45
Отпуск в сеть, Гкал/год	2179,78	2179,78	2179,78	2179,78	2179,78	2179,78	2179,78	2179,78
Потери, Гкал/год	517,51	517,51	517,51	517,51	517,51	517,51	517,51	517,51
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	1662,27	1662,27	1662,27	1662,27	1662,27	1662,27	1662,27	1662,27
Жилой фонд	509,43	509,43	509,43	509,43	509,43	509,43	509,43	509,43
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия	1091,01	1091,01	1091,01	1091,01	1091,01	1091,01	1091,01	1091,01
Жилой фонд ГВС	59,63	59,63	59,63	59,63	59,63	59,63	59,63	59,63
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия ГВС	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72
Коэффициент загрузки	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77

Таблица 3.12 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «Б-Нимныр»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240
Располагаемая мощность, Гкал/час	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240
Мощность НЕТТО, Гкал/час	3,158	3,158	3,158	3,158	3,158	3,158	3,158	3,158
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137
Подключенная нагрузка, Гкал/час	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	6270,21	6270,21	6270,21	6270,21	6270,21	6270,21	6270,21	6270,21
Расход на собственные нужды, Гкал/год	279,75	279,75	279,75	279,75	279,75	279,75	279,75	279,75
Отпуск в сеть, Гкал/год	5990,46	5990,46	5990,46	5990,46	5990,46	5990,46	5990,46	5990,46
Потери, Гкал/год	2114,91	2114,91	2114,91	2114,91	2114,91	2114,91	2114,91	2114,91
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55
Жилой фонд	2199,05	2199,05	2199,05	2199,05	2199,05	2199,05	2199,05	2199,05
Местный бюджет	796,83	796,83	796,83	796,83	796,83	796,83	796,83	796,83
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	410,03	410,03	410,03	410,03	410,03	410,03	410,03	410,03
Нужды предприятия	81,28	81,28	81,28	81,28	81,28	81,28	81,28	81,28
Жилой фонд ГВС	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00	380,00
Местный бюджет ГВС	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	5,63	5,63	5,63	5,63	5,63	5,63	5,63	5,63
Нужды предприятия ГВС	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	43,22	43,22	43,22	43,22	43,22	43,22	43,22	43,22
Коэффициент загрузки	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57

Таблица 3.13 – Перспективный баланс тепловой мощности по источнику тепловой энергии – Котельная «ИП Скоробогатова»

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
Установленная мощность, Гкал/час	3,060	3,060	3,060	3,060	3,060	3,060	3,060	3,060
Располагаемая мощность, Гкал/час	3,060	3,060	2,909	2,909	2,909	2,909	2,909	2,909
Мощность НЕТТО, Гкал/час	3,015	3,015	2,864	2,864	2,864	2,864	2,864	2,864
Присоединённая нагрузка, Гкал/час	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344
Подключенная нагрузка, Гкал/час	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585
Выработка тепловой энергии всего, Гкал/год	5414,86	5414,86	5414,86	5414,86	5414,86	5414,86	5414,86	5414,86
Расход на собственные нужды, Гкал/год	153,59	153,59	153,59	153,59	153,59	153,59	153,59	153,59
Отпуск в сеть, Гкал/год	5261,27	5261,27	5261,27	5261,27	5261,27	5261,27	5261,27	5261,27
Потери, Гкал/год	668,05	668,05	668,05	668,05	668,05	668,05	668,05	668,05
Полезный отпуск, всего в т. ч., Гкал/год	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22
Жилой фонд	3668,03	3668,03	3668,03	3668,03	3668,03	3668,03	3668,03	3668,03
Местный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40	25,40
Нужды предприятия	361,50	361,50	361,50	361,50	361,50	361,50	361,50	361,50
Жилой фонд ГВС	538,29	538,29	538,29	538,29	538,29	538,29	538,29	538,29
Местный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Республиканский бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Федеральный бюджет ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие потребители ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нужды предприятия ГВС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/Дефицит тепловой мощности, %	48,22	48,22	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54	45,54
Коэффициент загрузки	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52

## **4. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

### **4.1. Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения**

Электронная модель муниципального образования «Город Алдан» включена в состав настоящей Схемы теплоснабжения в соответствии с требованиями Федерального закона №ФЗ-190 «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Система централизованного теплоснабжения (СЦТС) является одним из наиболее сложных и динамично развивающихся объектов коммунальной инженерной инфраструктуры, что обуславливает необходимость применения системного и комплексного подхода при решении задач ее текущего функционирования и планирования развития.

Анализ существующего положения в сфере теплоснабжения поселения, промышленного узла требуется проводить на основе созданной или создаваемой в процессе разработки схемы теплоснабжения автоматизированной информационно-аналитической системы «Электронная модель системы теплоснабжения города, населенного пункта».

Необходимость создания «Электронная модель системы теплоснабжения города, населенного пункта» диктуется следующими требованиями, предъявляемыми к процессу и результатам разработки схем теплоснабжения городов:

- осуществление мониторинга принятых решений по развитию головных объектов систем теплоснабжения, а для крупных городов и системы электроснабжения в целом;

- необходимость повышения эффективности информационного обеспечения процессов выработки и принятия управленческих решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города, а также взаимосвязанных с ним отраслей городского хозяйства, на основании

результатов статистической, аналитической и иной обработки объективных данных о процессах производства, распределения и потребления тепла;

- необходимость разработки мер для повышения надежности системы теплоснабжения поселения, промышленного узла и минимизации возможности возникновения аварийных ситуаций в системе теплоснабжения на основе их моделирования с разработкой противоаварийных мер в области технического оснащения специальным оборудованием и тренировкой персонала;

- проведение единой политики в организации текущей деятельности предприятий в ходе реализации перспективного развития всех систем теплоснабжения поселения, промышленного узла;

- создание информационной платформы для координации действий и согласование интересов основных участников теплоснабжения (теплоснабжающих и эксплуатирующих организаций, администрации и надзорных органов, существующих и будущих потребителей, инвесторов и т.д.);

- экономии бюджетных средств поселения, выделяемых на обеспечение процессов производства, распределения и потребления энергоресурсов.

Электронная модель разработана и представлена в программном комплексе «ZuluThermo» геоинформационной системы «Zulu» версии 7.006.

#### **4.2. Расчетные модули электронной модели**

Расчетная электронная модель создана средствами программного комплекса ГИС Zulu 7.0 с модулем теплогидравлических расчетов ZuluThermo, разработанного ООО «Политерм» (г.Санкт-Петербург).

Геоинформационная система Zulu 7.0 написана на языке программирования Visual C++.

Геоинформационная система Zulu предназначена для редактирования и разработки ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных.

С помощью Zulu можно создавать всевозможные карты, планы и схемы, включая планы и схемы инженерных сетей с поддержкой их топологии, работать с растрами, использовать данные и получать данные из различных источников BDE, ODBC и ADO.

Ограничений в области применения системы нет.

ГИС Zulu позволяет импортировать данные из таких программ как MapInfo, AutoCAD Release 12, ArcView. В результате импорта будут получены векторные слои с готовыми объектами, при этом все характеристики, такие как масштаб, цвет и др. будут сохранены. Если к объектам в обменном формате была прикреплена база данных, то она так же импортируется в Zulu.

Помимо импорта Zulu имеет возможность экспорта графических данных в такие программы как MapInfo, AutoCAD Release 12 и ArcView. Экспорт семантических данных возможен в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML.

В системе Zulu также могут без преобразования использоваться описатели растровых объектов в форматах MapInfo и OziExplorer.

Руководство пользователя электронной модели разработано на основании руководств по ГИС Zulu (5) и ZuluThermo (6), представленных производителем.

### **4.3 Структура и состав электронной модели**

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок, потребитель и узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосную станцию, запорно-регулирующую арматуру, и другие элементы.

- Источник
- Участок
- Вспомогательный участок
- Потребитель:
- Потребитель
- Обобщенный потребитель
- Узел

- Простой узел
- ЦТП
- Насосная станция
- Задвижка
- Перемычка

Дросселирующие устройства:

- Дроссельная шайба
- Регулятор располагаемого напора
- Регулятор расхода
- Регулятор давления

#### **4.4 Электронная модель**

Источник:

Источник – это символичный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе.

При работе нескольких источников на сеть один из них может выступать в качестве пиковой котельной.

Участок:

Участок это линейный объект, на котором не меняются:

- Диаметр трубопровода;
- Тип прокладки;
- Вид изоляции;
- Расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный».

Потребитель:

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС. Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

На данный момент в распоряжении пользователя 32 схемы присоединения потребителей.

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

Обобщенный потребитель не всегда является конечным объектом сети. В связи с этим, обобщенный потребитель может быть установлен на транзитном участке.

Узел:

Простой узел – это символьный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции или точка контроля для регулятора.

ЦТП:

ЦТП – это символьный элемент тепловой сети, характеризующийся возможностью дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии.

Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями.

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Это может быть, например, групповой элеватор или независимое подключение группы потребителей. На данный момент в распоряжении пользователя 29 схем присоединения ЦТП.

В ЦТП может входить и выходить только один участок тепловой сети (подающий и обратный трубопровод). Причем входящий участок должен быть направлен к ЦТП (направление стрелки), а выходящий от ЦТП к следующему объекту.

Исключением из данного правила является четырёхтрубная тепловая сеть после ЦТП, в этом случае из ЦТП выходит два участка - один основной и один вспомогательный.

Вспомогательный участок используется для подключения трубопровода горячего водоснабжения. Вспомогательный участок указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения.

Насосная станция:

Насосная станция – символичный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Для задания направления действия насоса направление участков, входящих в него должно совпадать с направлением работы насоса

В насосную станцию обязательно должен входить и выходить только один участок.

Если насосы установлены на станции параллельно, но имеют разные марки или характеристики, каждый необходимо изобразить на схеме последовательно работающие насосы, справа: параллельно работающие разные марки насосов” справа.

Если же насосы установлены параллельно и имеют одинаковые характеристики, то на схеме их можно обозначить одним объектом, задав количество работающих насосов.

Задвижка:

Задвижка – это символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы Открыта.

В задвижку может входить только один участок и только один участок выходить.

Перемычка:

Перемычка - это символичный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

С помощью перемычек можно моделировать летний режим работы открытых систем централизованного теплоснабжения, в случаях, когда теплоноситель может подаваться к потребителям как по подающему, так и по обратному трубопроводам, без возврата воды на источник. Переходы между подающими и обратными трубопроводами осуществляются через перемычки.

Дроссельная шайба:

Дроссельная шайба – это символичный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы

Для объекта «Вычисляемая шайба» в результате наладочного расчета определяется количество шайб и их диаметр.

Для «Устанавливаемой шайбы» необходимо занести информацию о количестве этих устройств и их диаметре.

Регулятор располагаемого напора:

Регулятор располагаемого напора – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Регулятор расхода:

Регулятор расхода – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор давления:

Регулятор давления – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданное давление в трубопроводе «до себя» или «после себя».

Регулятор давления, установленный на подающем или обратном трубопроводе, может контролировать давление «до себя» или «после себя» Для того чтобы указать как работает регулятор необходимо установить узел контроля (простой узел) и соединить их вспомогательным участком.

Вспомогательный участок:

Вспомогательный участок – это линейный объект математической модели, имеющий два режима работы. Вспомогательный участок при использовании его с регуляторами давления «до себя» и «после себя» указывают место контролируемого параметра. Вспомогательный участок для ЦТП определяет начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП.

## 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

### 5.1. 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, м<sup>3</sup>;
- объем воды на подпитку системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>;
- объем воды на собственные нужды котельной, м<sup>3</sup>;
- объем воды на заполнение системы отопления (объектов), м<sup>3</sup>;
- объем воды на горячее теплоснабжение, м<sup>3</sup>.

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, м<sup>3</sup>, 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, м<sup>3</sup>/м;

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

$n$  - 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  $v_{om} = 30 \text{ м}^3/\text{Гкал/ч}$ );

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

Объем воды на подпитку системы теплоснабжения

закрытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V,$$

где

$V$  - объем воды в трубопроводах т/сети и системе отопления,  $\text{м}^3$ .

открытая система

$$V_{подп} = 0,0025 \cdot V + G_{гвс},$$

где

$G_{гвс}$  - среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение,  $\text{м}^3$ .

Согласно СП 124.13330.2012 «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 5.1.

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

Согласно СП 124.13330.2012 «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 5.1.

Таблица 5.1 – Перспективный баланс производительности водоподготовительных установок

Период	Заполнение тепловой сети, т/ч	Подпитка тепловой сети, т/ч	Заполнение системы отопления потребителей, т	Подпитка тепловой сети в аварийном режиме, т/ч
<b>Котельная «Центральная»</b>				
2018 г.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2019 г.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2020 г.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2021 г.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2022 г.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2023-2027 гг.	1889,974	69,905	858,110	117,996
2028-2033 гг.	1889,974	69,905	858,110	117,996
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>				
2018 г.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2019 г.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2020 г.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2021 г.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2022 г.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2023-2027 гг.	1028,974	36,932	424,472	62,367
2028-2033 гг.	1028,974	36,932	424,472	62,367

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Период	Заполнение тепловой сети, т/ч	Подпитка тепловой сети, т/ч	Заполнение системы отопления потребителей, т	Подпитка тепловой сети в аварийном режиме, т/ч
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>				
2018 г.	11,477	0,978	12,314	1,395
2019 г.	11,477	0,978	12,314	1,395
2020 г.	11,477	0,978	12,314	1,395
2021 г.	11,477	0,978	12,314	1,395
2022 г.	11,477	0,978	12,314	1,395
2023-2027 гг.	11,477	0,978	12,314	1,395
2028-2033 гг.	11,477	0,978	12,314	1,395
<b>Котельная МКУ-14</b>				
2018 г.	450,300	16,836	220,877	28,582
2019 г.	450,300	16,836	220,877	28,582
2020 г.	450,300	16,836	220,877	28,582
2021 г.	450,300	16,836	220,877	28,582
2022 г.	450,300	16,836	220,877	28,582
2023-2027 гг.	450,300	16,836	220,877	28,582
2028-2033 гг.	450,300	16,836	220,877	28,582
<b>Котельная МКУ-10,5</b>				
2018 г.	204,809	7,702	89,545	12,853
2019 г.	204,809	7,702	89,545	12,853
2020 г.	204,809	7,702	89,545	12,853
2021 г.	204,809	7,702	89,545	12,853
2022 г.	204,809	7,702	89,545	12,853
2023-2027 гг.	204,809	7,702	89,545	12,853
2028-2033 гг.	204,809	7,702	89,545	12,853
<b>Котельная №1</b>				
2018 г.	306,371	15,658	213,703	24,759
2019 г.	306,371	15,658	213,703	24,759
2020 г.	306,371	15,658	213,703	24,759
2021 г.	306,371	15,658	213,703	24,759
2022 г.	306,371	15,658	213,703	24,759
2023-2027 гг.	306,371	15,658	213,703	24,759
2028-2033 гг.	306,371	15,658	213,703	24,759
<b>Котельная №2 «ЖДЯ»</b>				
2018 г.	84,374	4,594	101,041	7,839
2019 г.	84,374	4,594	101,041	7,839
2020 г.	84,374	4,594	101,041	7,839
2021 г.	84,374	4,594	101,041	7,839
2022 г.	84,374	4,594	101,041	7,839
2023-2027 гг.	84,374	4,594	101,041	7,839
2028-2033 гг.	84,374	4,594	101,041	7,839
<b>Котельная «База МУП «АПП»</b>				
2018 г.	78,345	4,097	74,300	6,768
2019 г.	78,345	4,097	74,300	6,768
2020 г.	78,345	4,097	74,300	6,768
2021 г.	78,345	4,097	74,300	6,768
2022 г.	78,345	4,097	74,300	6,768
2023-2027 гг.	78,345	4,097	74,300	6,768
2028-2033 гг.	78,345	4,097	74,300	6,768

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Период	Заполнение тепловой сети, т/ч	Подпитка тепловой сети, т/ч	Заполнение системы отопления потребителей, т	Подпитка тепловой сети в аварийном режиме, т/ч
<b>Котельная «Химчистка»</b>				
2018 г.	20,451	2,317	26,280	3,135
2019 г.	20,451	2,317	26,280	3,135
2020 г.	20,451	2,317	26,280	3,135
2021 г.	20,451	2,317	26,280	3,135
2022 г.	20,451	2,317	26,280	3,135
2023-2027 гг.	20,451	2,317	26,280	3,135
2028-2033 гг.	20,451	2,317	26,280	3,135
<b>Котельная «Рубин»</b>				
2018 г.	123,837	1,371	47,609	4,371
2019 г.	123,837	1,371	47,609	4,371
2020 г.	123,837	1,371	47,609	4,371
2021 г.	123,837	1,371	47,609	4,371
2022 г.	123,837	1,371	47,609	4,371
2023-2027 гг.	123,837	1,371	47,609	4,371
2028-2033 гг.	123,837	1,371	47,609	4,371
<b>Котельная «База Промвентиляция»</b>				
2018 г.	56,399	0,456	14,087	1,689
2019 г.	56,399	0,456	14,087	1,689
2020 г.	56,399	0,456	14,087	1,689
2021 г.	56,399	0,456	14,087	1,689
2022 г.	56,399	0,456	14,087	1,689
2023-2027 гг.	56,399	0,456	14,087	1,689
2028-2033 гг.	56,399	0,456	14,087	1,689
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>				
2018 г.	38,818	1,928	30,695	3,145
2019 г.	38,818	1,928	30,695	3,145
2020 г.	38,818	1,928	30,695	3,145
2021 г.	38,818	1,928	30,695	3,145
2022 г.	38,818	1,928	30,695	3,145
2023-2027 гг.	38,818	1,928	30,695	3,145
2028-2033 гг.	38,818	1,928	30,695	3,145
<b>Котельная «ИП Скоробогатова»</b>				
2018 г.	4,712	2,467	35,692	3,174
2019 г.	4,712	2,467	35,692	3,174
2020 г.	4,712	2,467	35,692	3,174
2021 г.	4,712	2,467	35,692	3,174
2022 г.	4,712	2,467	35,692	3,174
2023-2027 гг.	4,712	2,467	35,692	3,174
2028-2033 гг.	4,712	2,467	35,692	3,174

## **6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **6.1 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 четырехтрубные, циркуляционные, подающие тепло на отопление ГВС.

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

Строительство новых источников тепловой энергии не планируется.

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

Реконструкция для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии не требуется.

## **6.4 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.

## **6.5 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 6.1.

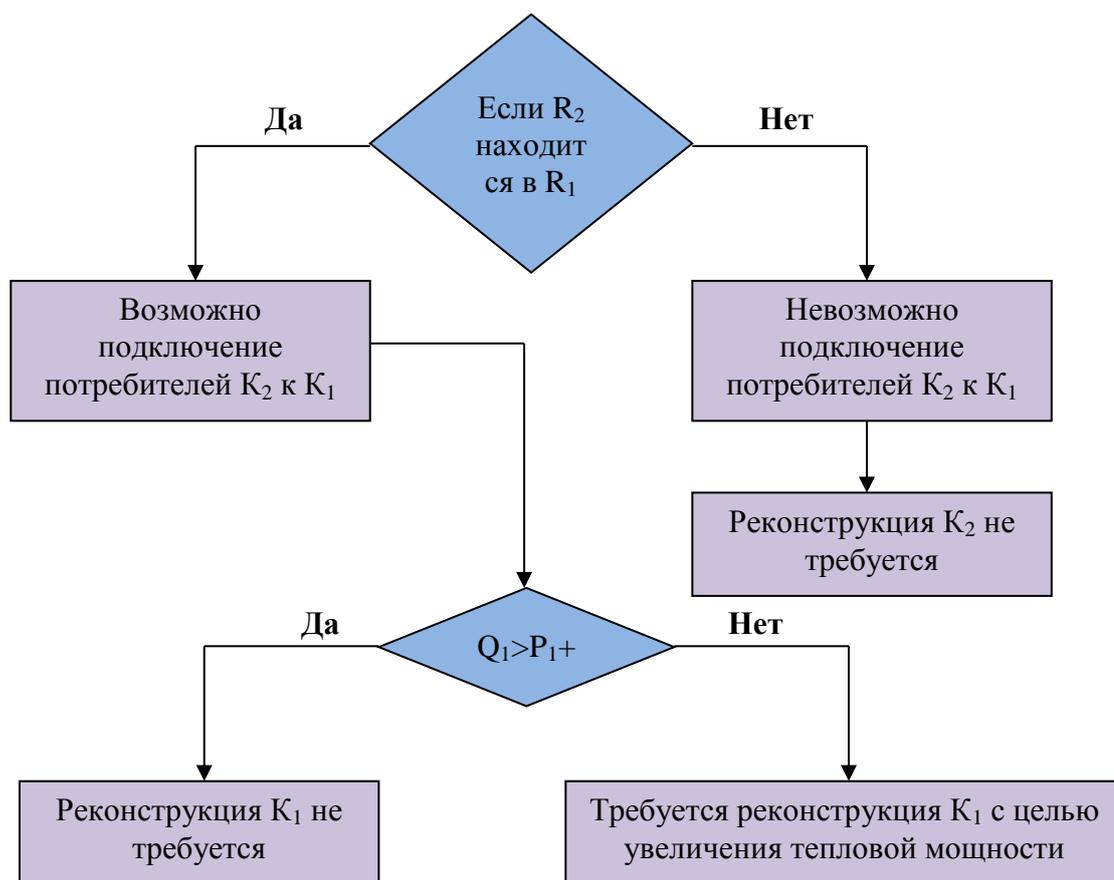


Рисунок 6.1 – Блок-схема обоснования реконструкции котельной

$K_1, K_2$  – котельная №1 и котельная №2;

$R_1, R_2$  – радиусы эффективного теплоснабжения котельной №1 и котельной №2;

$Q_1$  – тепловая мощность котельной №1;

$P_1, P_2$  – подключённая тепловая нагрузка к котельной №1 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.

### **6.6 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

В расширении зон действия существующих источников тепловой энергии расположенных на территории муниципального образования «Город Алдан» нет необходимости.

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

Вывод из эксплуатации существующих источников тепловой энергии расположенных на территории муниципального образования «Город Алдан» не планируется.

### **6.8 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.

### **6.9 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.

#### **6.10 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**

Расчеты балансов тепловой мощности существующих источников теплоснабжения с учетом перспективного развития на период 2018-2033 гг. приведены в Главе 3 Обосновывающих материалов,

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

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.

Для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м<sup>2</sup>\*м) определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются годовые тепловые потери. Принимается, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равной величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчёт нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (5.1) определяется допустимое расстояние двухтрубной теплотрассы постоянного сечения с заданным уровнем потерь.

$$L_{дон} = Q_{ном} \times 100 / Q_{100}$$

где:  $Q_{ном}$  – 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 6.1.

D, мм	G, т/ч	Q <sup>Di</sup> , Гкал/час	Q <sup>Di</sup> <sub>год</sub> , Гкал/год	Q <sup>Di</sup> <sub>пот</sub> , Гкал/год	Допустимая длина, м		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная 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	1,393·22 <sup>5</sup>	6963,705	3680,41	2674,44	2555,30
720×22,0	2657,148	66,429	1,980·22 <sup>5</sup>	9898,738	4400,03	3241,13	3229,22

D, мм	G, т/ч	Q <sup>Di</sup> , Гкал/час	Q <sup>Di</sup> <sub>год</sub> , Гкал/год	Q <sup>Di</sup> <sub>пот.</sub> , Гкал/год	Допустимая длина, м		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
820×22,0	3768,085	94,202	2,807·22 <sup>5</sup>	14037,337	5228,25	3901,22	3807,35
920×23,0	5097,225	127,428	3,798·22 <sup>5</sup>	18988,365	6034,18	4554,55	4475,33
2220×12,0	6681,279	167,032	4,978·22 <sup>5</sup>	24889,926	22956,04	22281,27	9973,52

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Радиус эффективного теплоснабжения

Источник теплоснабжения	Расстояние до наиболее удаленного потребителя, м	Эффективный радиус, м
"Центральная"	3027,52	3719,88
"АРЭМЗ"	1619,66	1976,36
"Яцик"	278,38	329,54
МКУ-14	920,86	1098,48
МКУ-10,5	877,9	918,61
№1 АЯМ	648,77	1150,69
№2 "ЖДЯ" АЯМ	572,8	842,49
"База МУП "АПП"	322,83	758,47
"Химчистка"	217,00	396,11
"Рубин"	440,16	654,44
"База Промвентиляция"	586,00	175,85
"Б-Нимныр"	481,58	483,78
"ИП Скоробогатова"	н/д	465,52

## **7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

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

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

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

В случае прироста площадей строительных фондов в муниципальном образовании, для обеспечения транспортировки тепловой энергии новым потребителям, необходима прокладка тепловых сетей.

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.

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

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии, не является целесообразным.

#### **7.4 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 в выдерживании параметров режима теплоснабжения на уровне, регламентируемом Правилами Технической Эксплуатации (ПТЭ) электростанций и сетей РФ, ПТЭ тепловых энергоустановок.

В процессе эксплуатации в действующей системе 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 можно отнести предизолированные трубы различных производителей.

#### **7.5 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  $\lambda_{ст} = 50 - 70 \text{ Вт/ (м} \cdot \text{°C)}$ ;

– 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).

Для обеспечения нормативной надежности предлагается заменить трубы с истекшим сроком эксплуатации, приведены в таблице 7.1.

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

Реконструкция с увеличением диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных нагрузок не планируется.

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

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.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Информация по рекомендуемой замене трубопроводов

Трубопровод		Назначение трубопровода	Способ прокладки	Год ввода в эксплуатацию
Диаметр, мм	Протяженность, км			
<b>Котельная «Центральная»</b>				
<b>Первый контур</b>				
219	0,855	магистральный	надземный	н/д
325	1,801	магистральный	надземный	н/д
425	0,918	магистральный	надземный	н/д
273	2,757	магистральный	надземный	н/д
525	0,083	магистральный	надземный	н/д
<b>ЦТП «Аэропорт»</b>				
219	0,286	отопление	надземный	н/д
159	2,300	отопление	подземный	н/д
108	0,857	отопление	подземный	н/д
89	0,272	отопление	надземный	н/д
76	0,522	отопление	подземный	н/д
57	1,894	отопление	надземный	н/д
48	0,029	отопление	подземный	н/д
40	0,167	отопление	надземный	н/д
108	1,585	ГВС		н/д
89	0,017	ГВС		н/д
76	1,039	ГВС		н/д
57	0,485	ГВС		н/д
32	0,943	ГВС		н/д

25	0,041	ГВС		н/д
20	0,103	ГВС		н/д
ЦТП «Квартальная»				
273	0,619	отопление	подземный	н/д
219	1,444	отопление	надземный	н/д
159	1,116	отопление	надземный	н/д
159	0,059	отопление	подземный	н/д
125	0,040	отопление	надземный	н/д
108	2,140	отопление	надземный	н/д
89	1,084	отопление	надземный	н/д
76	0,835	отопление	надземный	н/д
57	1,879	отопление	надземный	н/д
48	0,125	отопление	подземный	н/д
32	0,030	отопление	надземный	н/д
25	0,269	отопление	подземный	н/д
108	1,345	ГВС		н/д
89	0,396	ГВС		н/д
57	1,149	ГВС		н/д
40	0,025	ГВС		н/д
32	0,602	ГВС		н/д
25	0,865	ГВС		н/д
20	0,012	ГВС		н/д
ЦТП «АТХ-1»				
350	0,100	отопление	надземный	н/д
219	0,407	отопление	подземный	н/д
159	0,948	отопление	подземный	н/д
133	0,103	отопление	подземный	н/д
108	1,265	отопление	надземный	н/д
89	1,107	отопление	надземный	н/д
76	0,740	отопление	надземный	н/д
57	1,594	отопление	подземный	н/д
48	0,637	отопление	подземный	н/д
40	0,607	отопление	подземный	н/д
32	0,067	отопление	подземный	н/д
25	0,229	отопление	надземный	н/д
159	0,160	ГВС		н/д
89	0,520	ГВС		н/д
76	0,621	ГВС		н/д
57	0,655	ГВС		н/д
32	1,171	ГВС		н/д
25	1,006	ГВС		н/д
20	0,424	ГВС		н/д
ЦТП «База»				
273	0,015	отопление	надземный	н/д
159	1,303	отопление	надземный	н/д
133	0,034	отопление	надземный	н/д
108	0,873	отопление	надземный	н/д
89	0,567	отопление	надземный	н/д
76	1,151	отопление	надземный	н/д
57	2,045	отопление	надземный	н/д
48	0,562	отопление	надземный	н/д

40	0,353	отопление	надземный	н/д
32	0,022	отопление	надземный	н/д
25	0,043	отопление	надземный	н/д
76	0,861	ГВС		н/д
57	0,473	ГВС		н/д
48	2,230	ГВС		н/д
ЦТП «МРСУ»				
219	1,247	отопление	надземный	н/д
159	0,812	отопление	надземный	н/д
108	0,700	отопление	надземный	н/д
89	0,348	отопление	надземный	н/д
76	0,601	отопление	надземный	н/д
57	1,455	отопление	надземный	н/д
48	0,041	отопление	надземный	н/д
40	0,259	отопление	надземный	н/д
32	0,142	отопление	надземный	н/д
20	0,526	отопление	надземный	н/д
159	0,332	ГВС		н/д
108	0,821	ГВС		н/д
89	0,496	ГВС		н/д
75	0,360	ГВС		н/д
57	0,221	ГВС		н/д
32	0,670	ГВС		н/д
20	0,318	ГВС		н/д
15	0,091	ГВС		н/д
ЦТП «Новинка»				
159	0,185	отопление	надземный	н/д
108	0,343	отопление	надземный	н/д
76	0,007	отопление	надземный	н/д
57	0,216	отопление	надземный	н/д
32	0,157	отопление	надземный	н/д
89	0,149	ГВС		н/д
76	0,024	ГВС		н/д
57	0,161	ГВС		н/д
40	0,171	ГВС		н/д
ЦТП «Гараж Совхоза»				
219	0,827	отопление	надземный	н/д
159	0,823	отопление	надземный	н/д
108	1,763	отопление	надземный	н/д
89	0,463	отопление	надземный	н/д
76	0,160	отопление	надземный	н/д
57	2,080	отопление	надземный	н/д
48	0,668	отопление	надземный	н/д
40	0,092	отопление	надземный	н/д
32	0,443	отопление	надземный	н/д
25	0,138	отопление	надземный	н/д
89	0,625	ГВС	надземный	н/д
57	0,733	ГВС	надземный	н/д
48	0,355	ГВС	надземный	н/д
Котельная «АРЭМЗ»				
Первый контур				

450	0,025	магистральный	надземный	н/д
273	1,144	магистральный	надземный	н/д
219	0,757	магистральный	надземный	н/д
ЦТП «АРЭМЗ»				
219	1,219	отопление	надземный	н/д
159	1,723	отопление	надземный	н/д
133	0,330	отопление	надземный	н/д
108	1,883	отопление	надземный	н/д
89	1,814	отопление	надземный	н/д
76	1,408	отопление	надземный	н/д
57	2,006	отопление	надземный	н/д
48	0,599	отопление	надземный	н/д
40	0,060	отопление	надземный	н/д
32	0,038	отопление	надземный	н/д
25	0,039	отопление	надземный	н/д
20	0,047	отопление	надземный	н/д
ЦТП «Геолог»				
273	0,149	отопление	надземный	н/д
219	0,079	отопление	надземный	н/д
159	0,601	отопление	надземный	н/д
108	0,664	отопление	надземный	н/д
89	0,577	отопление	надземный	н/д
76	0,296	отопление	надземный	н/д
57	0,382	отопление	надземный	н/д
48	0,004	отопление	надземный	н/д
108	0,979	ГВС		н/д
89	0,337	ГВС		н/д
76	0,357	ГВС		н/д
57	0,190	ГВС		н/д
40	1,307	ГВС		н/д
25	0,088	ГВС		н/д
20	0,047	ГВС		н/д
ЦТП «АТХ-2»				
325	0,240	отопление	надземный	н/д
273	0,794	отопление	надземный	н/д
219	0,133	отопление	надземный	н/д
159	0,599	отопление	надземный	н/д
108	1,628	отопление	надземный	н/д
89	0,269	отопление	надземный	н/д
76	0,714	отопление	надземный	н/д
57	1,596	отопление	надземный	н/д
56	0,001	отопление	надземный	н/д
48	0,244	отопление	надземный	н/д
40	0,663	отопление	надземный	н/д
32	0,499	отопление	надземный	н/д
25	0,006	отопление	надземный	н/д
108	0,157	ГВС	надземный	н/д
57	0,304	ГВС	надземный	н/д
48	0,327	ГВС	надземный	н/д
ЦТП «Прогресс»				
159	0,169	отопление	надземный	н/д

133	0,826	отопление	надземный	н/д
108	1,057	отопление	надземный	н/д
76	2,368	отопление	надземный	н/д
57	4,670	отопление	надземный	н/д
108	0,098	ГВС	надземный	н/д
76	0,188	ГВС	надземный	н/д
57	1,465	ГВС	надземный	н/д
48	1,901	ГВС	надземный	н/д
25	0,090	ГВС	надземный	н/д
20	0,109	ГВС	надземный	н/д
15	0,045	ГВС	надземный	н/д
Котельная «ЯЦИК»				
108	0,354	отопление	надземный	н/д
89	0,202	отопление	надземный	н/д
76	0,127	отопление	надземный	н/д
32	0,019	отопление	надземный	н/д
89	0,243	ГВС	надземный	н/д
76	0,071	ГВС	надземный	н/д
57	0,025	ГВС	надземный	н/д
Котельная МКУ-10,5				
325	0,396	отопление	надземный	н/д
273	0,100	отопление	надземный	н/д
219	0,510	отопление	надземный	н/д
159	0,913	отопление	надземный	н/д
133	0,182	отопление	надземный	н/д
108	0,708	отопление	надземный	н/д
89	0,319	отопление	надземный	н/д
76	0,298	отопление	надземный	н/д
57	1,009	отопление	надземный	н/д
40	0,070	отопление	надземный	н/д
32	0,075	отопление	надземный	н/д
25	0,524	отопление	надземный	н/д
20	0,091	отопление	надземный	н/д
108	0,367	ГВС	надземный	н/д
89	0,256	ГВС	надземный	н/д
76	0,558	ГВС	надземный	н/д
57	0,319	ГВС	надземный	н/д
48	1,397	ГВС	надземный	н/д
Котельная МКУ-14				
325	0,191	отопление	надземный	н/д
273	0,397	отопление	надземный	н/д
219	1,866	отопление	надземный	н/д
133	0,735	отопление	надземный	н/д
159	1,933	отопление	надземный	н/д
108	1,783	отопление	надземный	н/д
89	0,322	отопление	надземный	н/д
76	0,346	отопление	надземный	н/д
57	2,348	отопление	надземный	н/д
48	0,023	отопление	надземный	н/д
32	0,619	отопление	надземный	н/д
15	0,031	отопление	надземный	н/д

159	1,799	ГВС	надземный	н/д
133	0,469	ГВС	надземный	н/д
114	0,545	ГВС	надземный	н/д
108	0,479	ГВС	надземный	н/д
89	1,721	ГВС	надземный	н/д
76	1,173	ГВС	надземный	н/д
57	1,195	ГВС	надземный	н/д
48	1,447	ГВС	надземный	н/д
32	0,323	ГВС	надземный	н/д
25	0,574	ГВС	надземный	н/д
Котельная «Б-Нимныр»				
159	0,490	отопление	надземный	н/д
133	0,312	отопление	надземный	н/д
108	0,346	отопление	надземный	н/д
89	0,597	отопление	надземный	н/д
76	0,153	отопление	надземный	н/д
57	0,354	отопление	надземный	н/д
Котельная «База Промвентиляция»				
159	0,115	отопление	подземный	1981
108	0,100	отопление	подземный	1981
57	0,008	отопление	подземный	1981
76	0,004	отопление	подземный	1981
76	0,004	отопление	подземный	1981
57	0,030	отопление	подземный	1981
57	0,115	ГВС	подземный	1981
20	0,008	ГВС	подземный	1981

## 7.8 Строительство и реконструкция насосных станций

Строительство и реконструкция насосных станций не планируется.

## 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

### 8.1 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 «Город Алдан» основным видом топлива является уголь.

В таблице 8.1 приведены максимальные часовые и годовые расходы основного топлива.

В таблице 8.2 отображены результаты расчета перспективного топливного баланса по каждому тепловому источнику.

Таблица 8.1 – Максимальные часовые и годовые расчетные расходы основного топлива

Наименование источника	Вид топлива	Максимальный часовой расход основного топлива, т/час	Годовой расход основного топлива, т/год
"Центральная"	Уголь	16,510	56271,00
"АРЭМЗ"	Уголь	8,409	28660,17
"Яцик"	Уголь	0,264	898,28
МКУ-14	Уголь	3,275	11161,45
МКУ-10,5	Уголь	1,365	4650,65
№1 АЯМ	Уголь	1,329	4528,69
№2 "ЖДЯ" АЯМ	Уголь	0,633	2156,88
"База МУП "АПП"	Уголь	1,294	4410,84
"Химчистка"	Уголь	0,452	1541,37
"Рубин"	Уголь	0,533	1816,42
"База Промвентиляция"	Уголь	0,159	541,26
"Б-Нимныр"	Уголь	0,609	2073,91
"ИП Скоробогатова"	Уголь	0,823	2806,19

Таблица 8.2 – Результаты расчета перспективного топливного баланса

Период	Расход топлива на выработку, т.у.т.	Расход топлива на собственные нужды, т.у.т.	Расход топлива на отпуск в сеть, т.у.т.	Расход топлива на потери, т.у.т.	Расход топлива на полезный отпуск, т.у.т.
<b>Котельная «Центральная»</b>					
2018 г.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2019 г.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2020 г.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2021 г.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2022 г.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2023-2027 гг.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
2028-2033 гг.	45343,27	2179,76	43163,51	16638,44	26525,08
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>					
2018 г.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2019 г.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2020 г.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2021 г.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2022 г.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2023-2027 гг.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
2028-2033 гг.	23094,42	1082,96	22011,45	8366,85	13644,61
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>					
2018 г.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2019 г.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2020 г.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2021 г.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2022 г.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2023-2027 гг.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
2028-2033 гг.	723,84	27,30	696,53	241,80	454,73
<b>Котельная МКУ-14</b>					
2018 г.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2019 г.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2020 г.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2021 г.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2022 г.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2023-2027 гг.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
2028-2033 гг.	8993,92	339,26	8654,65	3229,83	5424,82
<b>Котельная МКУ-10</b>					
2018 г.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2019 г.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2020 г.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2021 г.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2022 г.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2023-2027 гг.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
2028-2033 гг.	3747,50	141,36	3606,14	1420,57	2185,57
<b>Котельная №1</b>					
2018 г.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
2019 г.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
2020 г.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
2021 г.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Период	Расход топлива на выработку, т.у.т.	Расход топлива на собственные нужды, т.у.т.	Расход топлива на отпуск в сеть, т.у.т.	Расход топлива на потери, т.у.т.	Расход топлива на полезный отпуск, т.у.т.
2022 г.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
2023-2027 гг.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
2028-2033 гг.	5913,32	223,06	5690,26	559,76	5130,50
<b>Котельная №2 «ЖДЯ»</b>					
2018 г.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2019 г.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2020 г.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2021 г.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2022 г.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2023-2027 гг.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
2028-2033 гг.	2533,47	95,57	2437,90	326,14	2111,77
<b>Котельная «База МУП «АПП»</b>					
2018 г.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2019 г.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2020 г.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2021 г.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2022 г.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2023-2027 гг.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
2028-2033 гг.	3580,22	135,05	3445,17	821,54	2623,63
<b>Котельная «Химчистка»</b>					
2018 г.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2019 г.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2020 г.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2021 г.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2022 г.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2023-2027 гг.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
2028-2033 гг.	1251,11	47,19	1203,92	287,09	916,83
<b>Котельная «Рубин»</b>					
2018 г.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2019 г.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2020 г.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2021 г.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2022 г.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2023-2027 гг.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
2028-2033 гг.	1474,37	55,62	1418,75	400,57	1018,19
<b>Котельная «База Промвентиляция»</b>					
2018 г.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2019 г.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2020 г.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2021 г.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2022 г.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2023-2027 гг.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
2028-2033 гг.	436,14	16,45	419,69	99,64	320,05
<b>Котельная «Рубин»</b>					
2018 г.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
2019 г.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93

Период	Расход топлива на выработку, т.у.т.	Расход топлива на собственные нужды, т.у.т.	Расход топлива на отпуск в сеть, т.у.т.	Расход топлива на потери, т.у.т.	Расход топлива на полезный отпуск, т.у.т.
2020 г.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
2021 г.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
2022 г.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
2023-2027 гг.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
2028-2033 гг.	1671,16	74,56	1596,60	563,67	1032,93
<b>Котельная «ИП Скоробогатова»</b>					
2018 г.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2019 г.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2020 г.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2021 г.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2022 г.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2023-2027 гг.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37
2028-2033 гг.	1896,07	53,78	1842,29	233,93	1608,37

## 8.2 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 8.3 произведен расчет нормативного неснижаемого запаса основного топлива в разрезе каждого теплоисточника.

Таблица 8.3 – 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
<b>Котельная «Центральная»</b>						
Уголь	1034,217	0,238	246,168	0,806	14	4276,92
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>						
Уголь	510,840	0,245	125,379	0,806	14	2178,34
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>						
Уголь	13,847	0,284	3,930	0,806	14	68,27

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 МКУ-14						
Уголь	256,056	0,191	48,828	0,806	14	848,33
Котельная МКУ-10,5						
Уголь	109,050	0,187	20,345	0,806	14	353,48
Котельная №1						
Уголь	169,617	0,179	30,290	1,232	14	344,21
Котельная №2 «ЖДЯ»						
Уголь	80,783	0,179	14,426	1,232	14	163,94
Котельная «База МУП «АПП»						
Уголь	68,626	0,283	19,437	0,812	14	335,25
Котельная «Химчистка»						
Уголь	25,730	0,264	6,792	0,812	14	117,15
Котельная «Рубин»						
Уголь	44,160	0,181	8,004	0,812	14	138,06
Котельная «База Промвентиляция»						
Уголь	12,221	0,193	2,353	0,806	14	40,88
Котельная «Б-Нимныр»						
Уголь	33,827	0,267	9,016	0,806	14	156,64
Котельная «ИП Скоробогатова»						
Уголь	29,213	0,350	10,229	0,676	14	211,95

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 8.4 произведен расчет нормативного эксплуатационного запаса основного вида топлива в разрезе каждого теплоисточника.

Таблица 8.4 – Основные данные и результаты расчета создания нормативного эксплуатационного запаса топлива

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 «Центральная»						
Уголь	997,460	0,238	237,419	0,806	45	13258,64
Котельная «АРЭМЗ»						
Уголь	492,684	0,245	120,923	0,806	45	6752,94

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

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
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>						
Уголь	13,355	0,284	3,790	0,806	45	211,65
<b>Котельная МКУ-14</b>						
Уголь	246,956	0,191	47,092	0,806	45	2629,87
<b>Котельная МКУ-10,5</b>						
Уголь	105,174	0,187	19,622	0,806	45	1095,79
<b>Котельная №1</b>						
Уголь	163,588	0,179	29,214	1,232	45	1067,06
<b>Котельная №2 «ЖДЯ»</b>						
Уголь	77,912	0,179	13,914	1,232	45	508,21
<b>Котельная «База МУП «АПП»</b>						
Уголь	66,187	0,283	18,746	0,812	45	1039,29
<b>Котельная «Химчистка»</b>						
Уголь	24,816	0,264	6,551	0,812	45	363,18
<b>Котельная «Рубин»</b>						
Уголь	42,590	0,181	7,720	0,812	45	427,99
<b>Котельная «База Промвентилиция»</b>						
Уголь	11,948	0,193	2,300	0,806	45	128,47
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>						
Уголь	33,072	0,267	8,815	0,806	45	492,25
<b>Котельная «ИП Скоробогатова»</b>						
Уголь	28,561	0,350	10,001	0,676	45	666,06

## 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения устанавливаются на срок действия инвестиционной программы, концессионного соглашения и (или) на срок действия долгосрочных тарифов в случае, если для теплоснабжающей организации устанавливаются долгосрочные тарифы. Расчет плановых и фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения осуществляется на каждый год в течение срока действия инвестиционных программ, концессионных соглашений, тарифов.

В целях контроля за результатами реализации инвестиционной программы и в целях регулирования тарифов уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации или орган местного самоуправления поселения (городского округа) в случае, если законом субъекта Российской Федерации ему переданы полномочия по утверждению плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения (далее - орган регулирования), устанавливает плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности в отношении объектов теплоснабжения, создание и (или) реконструкция которых предусмотрены инвестиционной программой, на период, следующий за последним годом ее реализации.

К показателям надежности объектов теплоснабжения относятся:

- а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;
- б) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.

К показателям энергетической эффективности объектов теплоснабжения относятся:

- а) удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии;

б) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;

в) величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям.

Правила определения плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения определяются на срок реализации инвестиционной программы (с разбивкой по годам), увеличенный на 1 год, в случае если органами регулирования принято решение об установлении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности на период, следующий за последним годом ее реализации.

Плановые значения показателей надежности объектов теплоснабжения, определяемые количеством прекращений подачи тепловой энергии, рассчитываются исходя из фактического показателя прекращений подачи тепловой энергии за год, предшествующий году реализации инвестиционной программы, и планового значения протяженности тепловых сетей (мощности источников тепловой энергии), вводимых в эксплуатацию, реконструируемых и модернизируемых в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации.

Плановые значения показателя прекращений подачи тепловой энергии, возникших в результате технологических нарушений в тепловых сетях и (или) на источниках тепловой энергии, определяются как в целом по теплоснабжающей организации, так и по участкам сети, с указанием протяженности каждого участка и наименования иных объектов, расположенных на тепловой сети, а также по источникам тепловой энергии с указанием мощности каждого источника.

На участке тепловой сети или на источнике тепловой энергии, вводимом в эксплуатацию в соответствии с инвестиционной программой, количество технологических нарушений принимается равным нулю.

В отношении тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии, создание, реконструкция, модернизация которых не предусмотрены инвестиционной программой, устанавливается величина значения показателя надежности, определяемая фактическим значением соответствующего показателя на начало года, предшествующего году начала реализации инвестиционной программы.

Плановые значения показателей энергетической эффективности объектов теплоснабжения на долгосрочный период определяются с учетом целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, утвержденных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, достижение которых обеспечивается теплоснабжающей организацией при реализации программы энергосбережения и которые устанавливаются в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации в сфере энергосбережения.

Подготовка первичной информации, используемой при расчете значений показателей надежности и энергетической эффективности, производится теплоснабжающей организацией на основании данных, содержащихся в журнале учета текущей информации о нарушениях подачи тепловой энергии, теплоносителя теплоснабжающей организации в отопительный и межотопительный периоды, который заполняется в строго хронологическом порядке с фиксацией каждого случая нарушения подачи тепловой энергии, теплоносителя теплоснабжающей организацией в течение соответствующего отопительного или межотопительного периода, а также в журнале учета текущей информации по расходу натурального топлива на производство тепловой энергии и потерь тепловой энергии на тепловых сетях теплоснабжающей организации.

С целью установления плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования направляет запрос в теплоснабжающую организацию о предоставлении информации, необходимой для формирования и расчета указанных показателей, в том числе о фактических значениях этих показателей за последние 3 года.

Теплоснабжающая организация обязана направить запрашиваемую информацию в орган регулирования не позднее 15 календарных дней со дня

получения запроса. В случае если плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения определяются не в целях заключения концессионного соглашения, значения указанных показателей должны быть рассчитаны в соответствии с мероприятиями, включенными в инвестиционную программу.

При расчете плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования использует следующую информацию:

а) отчетные данные, представляемые теплоснабжающей организацией уполномоченному органу (график реализации мероприятий инвестиционной программы, финансовые отчеты о выполнении мероприятий инвестиционной программы, отчет о достижении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности);

б) информация, которая подлежит раскрытию теплоснабжающей организацией в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) данные, предоставляемые Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, Федеральной антимонопольной службой, Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека и их территориальными органами в соответствии с пунктом 15 Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. N 1220 "Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг";

г) фактические значения показателей деятельности теплоснабжающей организации за предыдущий период действия инвестиционной программы.

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения сравниваются органом регулирования с фактическими значениями указанных показателей (за предыдущий период действия

инвестиционной программы), достигнутыми за истекший период регулирования, с целью выявления динамики изменения значений таких показателей.

Плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения рассчитываются органом регулирования до 15 марта года, предшествующего началу очередного периода регулирования.

Плановые значения показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в целом по теплоснабжающей организации ( $P_{п}$  сети от  $t_n$ ), рассчитываются по формуле:

$$P_{п \text{ сети от } t_n} = (N_{п \text{ сети от } t_{0-1}} / L_{t_{0-1}}) \times (L_{t_n} - \sum L_{замtn}) / L_{t_n},$$

где:

$N_{п \text{ сети от } t_{0-1}}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_{0-1}$  -й год реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров;

$\sum L_{замtn}$  - суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

$L_{t_n}$  - общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в году, соответствующем году реализации инвестиционной программы, километров;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

В случае если рассчитанное значение указанного показателя выше значения, предусмотренного концессионным соглашением на соответствующий год, то устанавливается значение показателя, предусмотренное концессионным соглашением.

Плановое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности ( $P_{\text{п ист от } t_n}$ ), рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{п ист от } t_n} = \left( N_{\text{п ист от } t_0-1} / M_{t_0-1} \right) \times \left( M_{t_n} - \sum M_{\text{зам } t_n} \right) / M_{t_n},$$

где:

$N_{\text{п ист от } t_0-1}$  - фактическое количество прекращений подачи тепловой энергии, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии, за год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы;

$t_0$  - первый год реализации инвестиционной программы;

$\sum M_{\text{зам } t_n}$  - суммарная мощность строящихся, реконструируемых и модернизируемых источников тепловой энергии, вводимых в эксплуатацию в году реализации инвестиционной программы;

$M$  - мощность источника тепловой энергии, Гкал/час;

$M_{t_n}$  - общая мощность источников тепловой энергии в году реализации инвестиционной программы;

$t_n$  - соответствующий год реализации инвестиционной программы, на который устанавливаются показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения;

$t_{0-1}$  - год, предшествующий году начала реализации инвестиционной программы.

В случае если рассчитанное значение указанного показателя выше значения, предусмотренного концессионным соглашением на соответствующий год, то устанавливается значение показателя, предусмотренное концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой объекта теплоснабжения таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренных концессионным соглашением плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, должны быть установлены на уровне нормативов удельного расхода топлива.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой участка тепловой сети таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренного концессионным соглашением планового значения указанного показателя в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателя энергетической эффективности, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии к материальной

характеристике тепловой сети, для организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, должны быть установлены на уровне нормативных технологических потерь, устанавливаемых в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере теплоснабжения.

Плановые значения показателей величины технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям для теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения на основании концессионного соглашения, должны быть установлены как в целом для организации, так и для каждого предусмотренного утвержденной инвестиционной программой участка тепловой сети таким образом, чтобы обеспечивать достижение предусмотренного концессионным соглашением планового значения показателя в сроки, предусмотренные концессионным соглашением.

Плановые значения показателей величины технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям для теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, устанавливаются на уровне нормативных технологических потерь, определяемых в соответствии с нормативными правовыми актами в сфере теплоснабжения.

Плановые значения показателей надежности для теплоснабжающей организации, эксплуатирующей объекты теплоснабжения не на основании концессионного соглашения, подлежат корректировке в случае корректировки инвестиционной программы, в том числе в случае корректировки программы на оставшийся период регулирования тарифов, если первоначально тарифы были утверждены на срок не менее 3 лет.

Решение о корректировке плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения принимается органом регулирования. Решение о корректировке плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности для изменения условий концессионного соглашения согласовывается с антимонопольным органом.

В случае если теплоснабжающая организация обратилась в орган регулирования с заявлением о корректировке плановых показателей надежности и

энергетической эффективности объектов теплоснабжения, орган регулирования рассматривает обращение теплоснабжающей организации и при наличии оснований осуществляет корректировку таких показателей в течение 30 календарных дней после получения заявления теплоснабжающей организации. Для корректировки плановых показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования запрашивает у теплоснабжающей организации информацию, необходимую для такой корректировки.

Орган регулирования обязан пересмотреть плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения по причинам, указанным в пункте 22 настоящих Правил, в течение 30 дней со дня обращения теплоснабжающей организации либо по собственной инициативе при установлении указанных причин пересмотра установленных плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения.

Теплоснабжающая организация обязана до 15 февраля года, предшествующего началу очередного периода регулирования, предоставить в орган регулирования данные об изменениях в объектах инженерной инфраструктуры за истекший период регулирования с указанием изменения установленной мощности источника тепловой энергии, договорной нагрузки, объемов производства и потребления и (или) протяженности тепловых сетей в абсолютном или относительном выражении.

Фактические и плановые значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения утверждаются органом регулирования не позднее 30 дней до начала планируемого срока действия инвестиционной программы, концессионного соглашения.

В целях определения фактических и плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения орган регулирования вправе запрашивать информацию у уполномоченных федеральных органов исполнительной власти и их территориальных органов. Уполномоченные федеральные органы исполнительной власти и их территориальные органы должны представить ответ в течение 30 календарных дней со дня получения соответствующего запроса.

## Правила расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Фактические значения показателей надежности объектов теплоснабжения определяются исходя из числа нарушений, возникающих в результате аварий, инцидентов на таких объектах, а также в результате перерывов, прекращений, ограничений в подаче тепловой энергии и (или) теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности с потребителями тепловой энергии и (или) другими объектами теплоснабжения, определяемых по приборам учета тепловой энергии либо в соответствии с актами, предусмотренными договором поставки тепловой энергии.

Для целей настоящих Правил под продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя понимается интервал времени от момента возникновения прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя до момента его окончания, но не позднее момента ликвидации последствий технологического нарушения в рассматриваемой теплоснабжающей организации, приведшего к прекращению подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя. Если до момента ликвидации технологического нарушения у стороны договора возникло несколько случаев прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя, обусловленных этим технологическим нарушением, то все эти случаи считаются одним технологическим нарушением, а их продолжительность у соответствующей стороны договора суммируется для определения продолжительности прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя. В случае если технологическое нарушение одновременно затронуло несколько сторон договора, то его продолжительность определяется как максимальная из всех таких нарушений.

В случае если продолжительность одного прекращения подачи тепловой энергии превысила 12 часов с момента его начала, такое прекращение разбивается на несколько прекращений подачи тепловой энергии исходя из продолжительности каждого прекращения подачи тепловой энергии не более 12 часов.

Для целей расчета фактических значений показателей надежности объектов теплоснабжения рассматриваются все случаи прекращения подачи тепловой энергии

и (или) теплоносителя, превышающие время, предусмотренное договором, или (в случае если в договорах не предусмотрено допустимое время прекращения подачи тепловой энергии и (или) теплоносителя) свыше 4 часов и (или) повлекшие за собой причинение вреда жизни или здоровью людей. Прекращения подачи тепловой энергии, произошедшие в результате технологических нарушений, отключений, переключений на объектах теплосетевого хозяйства, источниках тепловой энергии, не относящихся к этой теплоснабжающей организации, или теплопотребляющих установках потребителя, а также в результате наступления обстоятельств непреодолимой силы, исключаются из расчета фактических значений показателей надежности объектов теплоснабжения.

Обстоятельства и причины возникновения технологических нарушений, повлекших прекращение подачи тепловой энергии, теплоносителя, определяются в установленном порядке в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации". Оформленные по результатам выяснения причин и обстоятельств документы наряду с зарегистрированными в установленном порядке сообщениями сторон договора и данными приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя служат основанием для расчета значений показателей надежности для соответствующих объектов теплоснабжения теплоснабжающих организаций, являются обосновывающими материалами и предоставляются (по запросу) органу регулирования.

Значения показателей надежности объектов теплоснабжения, указанные в пункте 5 настоящих Правил, рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя, снижение которых ведет к увеличению надежности.

Нарушение подачи тепловой энергии, теплоносителя, затронувшее несколько расчетных периодов регулирования, учитывается в каждом расчетном периоде регулирования в части, относящейся к этому периоду.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в

расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации ( $P_n$  сети от), рассчитывается по формуле:

$$P_{n \text{ сети от}} = N_{n \text{ сети от}} / L,$$

где:

$N_{n \text{ сети от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях. В случае если в разных точках сети одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

$L$  - суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации, рассчитывается по формуле:

$$P_{n \text{ ист от}} = N_{n \text{ ист от}} / M,$$

где:

$N_{n \text{ ист от}}$  - количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии. В случае если у организации установлены приборы учета на источниках тепловой энергии,

при определении фактического количества прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя используются данные таких приборов учета.

В случае если в разных точках одновременно были зафиксированы несколько случаев прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя, они могут быть определены теплоснабжающей организацией как одно прекращение при условии, что такие точки находятся в одной системе теплоснабжения;

$M$  - суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/час.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности, определяемого удельным расходом топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, установленным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя величины технологических потерь при передаче тепловой энергии (Гкал/год), теплоносителя (тонн/год) по тепловым сетям рассчитывается в соответствии с порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим выработку и реализацию государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Фактическое значение показателя энергетической эффективности объектов теплоснабжения, определяемого отношением величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети ( $P_{тп}$ ), рассчитывается по формуле:

$$P_{тп} = Q_{техн.пот} / M_{пкв},$$

где:

$Q_{техн.пот}$  - величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, Гкал, тонн;

$M_{\text{пкв}}$  - материальная характеристика тепловой сети (по видам теплоносителя - пар, конденсат, вода), определенная значением суммы произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети (метров) на длину этих участков (метров). Материальная характеристика тепловой сети (квадратных метров) включает материальную характеристику всех участков тепловой сети.

Определение органом регулирования факта достижения теплоснабжающей организацией плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения

Орган регулирования определяет факт достижения теплоснабжающей организацией плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объекта теплоснабжения на основании данных, содержащихся в следующих источниках:

а) журнал учета текущей информации о нарушениях в подаче тепловой энергии теплоснабжающей организации в отопительный и межотопительный периоды;

б) журнал учета текущей информации по расходу натурального топлива на производство тепловой энергии и учета потерь тепловой энергии на тепловых сетях теплоснабжающей организации;

в) ведомость учета суточного отпуска тепловой энергии и теплоносителя;

г) отчеты о фактических значениях показателей, представляемые теплоснабжающими организациями по следующим формам федеральной государственной статистической отчетности:

форма 11-ТЭР "Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)";

форма 1-ТЕП "Сведения о снабжении теплоэнергией";

форма 6-ТП "Сведения о работе тепловой электростанции";

форма 46-ТЭ "Сведения о полезном отпуске (продаже) тепловой энергии отдельным категориям потребителей".

Фактические значения показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, представленные теплоснабжающими организациями в орган регулирования, сверяются с данными, содержащимися в акте проверки готовности к отопительному периоду и паспорте готовности к отопительному периоду.

Расчет фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения осуществляется органом регулирования на основании данных, представленных теплоснабжающей организацией не позднее 1 марта года, следующего за годом, на который были установлены плановые показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения. Информация о фактических значениях указанных показателей направляется теплоснабжающей организацией в органы регулирования и публикуется в открытом доступе на официальном сайте теплоснабжающей организации в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

Отчетные данные теплоснабжающей организации о достижении плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения направляются в орган регулирования одновременно с информацией о фактических значениях указанных показателей не позднее 15 календарных дней со дня получения запроса от органа регулирования любым доступным способом, позволяющим подтвердить получение информации органом регулирования.

Поскольку предоставленные статистические данные о технологических нарушениях, недостаточно полные, то среднее значение интенсивности отказов принимается равным  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км).

Значения интенсивности отказов  $\lambda(t)$  в зависимости от продолжительности эксплуатации  $\tau$  при значении  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км). представлены в таблице 9.1 и на рис. 9.1.

Таблица 9.1 - Значения интенсивности отказов  $\lambda(t)$

Наименование показателя	Продолжительность работы участка тепловой сети, лет										
	1	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40
Интенсивность отказов $\lambda(t)$ , 1/(год·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 $\alpha$ , ед	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88	3,69

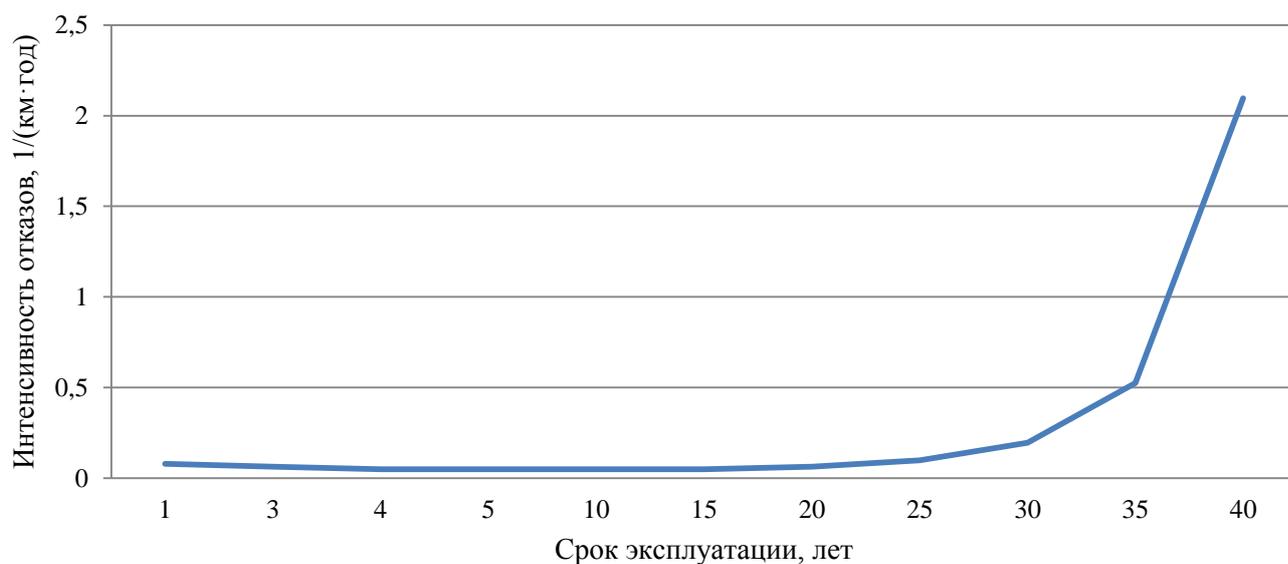


Рис. 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

Таблица 9.2 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «Центральная» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,32	0,37	0,43	0,61	0,07
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	6	7	8	9	10	11	13	14	16	18	21	24	28	33	46	6
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,729	4,732	4,736	4,775	4,792	4,785	4,778	4,793	4,785	4,837	4,825	4,833	4,839	4,827	4,832	4,602
Материальная характеристика тепловой сети	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	71833,60	71888,46	71946,53	72533,33	72800,11	72684,78	72578,29	72801,78	72686,32	73472,08	73298,67	73411,21	73500,52	73324,40	73397,72	69902,59

Таблица 9.3 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «Центральная» с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,07	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	6	6	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	6	4

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых и тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	5,279	10,558	15,837	21,116	26,395	31,673	36,951	42,229	47,507	52,785	58,063	63,341	68,619	73,897
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372	74,372
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,602	4,602	4,402	4,202	4,002	3,802	3,602	3,402	3,202	3,002	2,802	2,602	2,402	2,202	2,002	1,802
Материальная характеристика тепловой сети	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65	15190,65
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	69902,59	69902,59	66864,26	63825,94	60787,61	57749,29	54710,96	51673,21	48635,46	45597,71	42559,96	39522,21	36484,46	33446,71	30408,96	27371,21

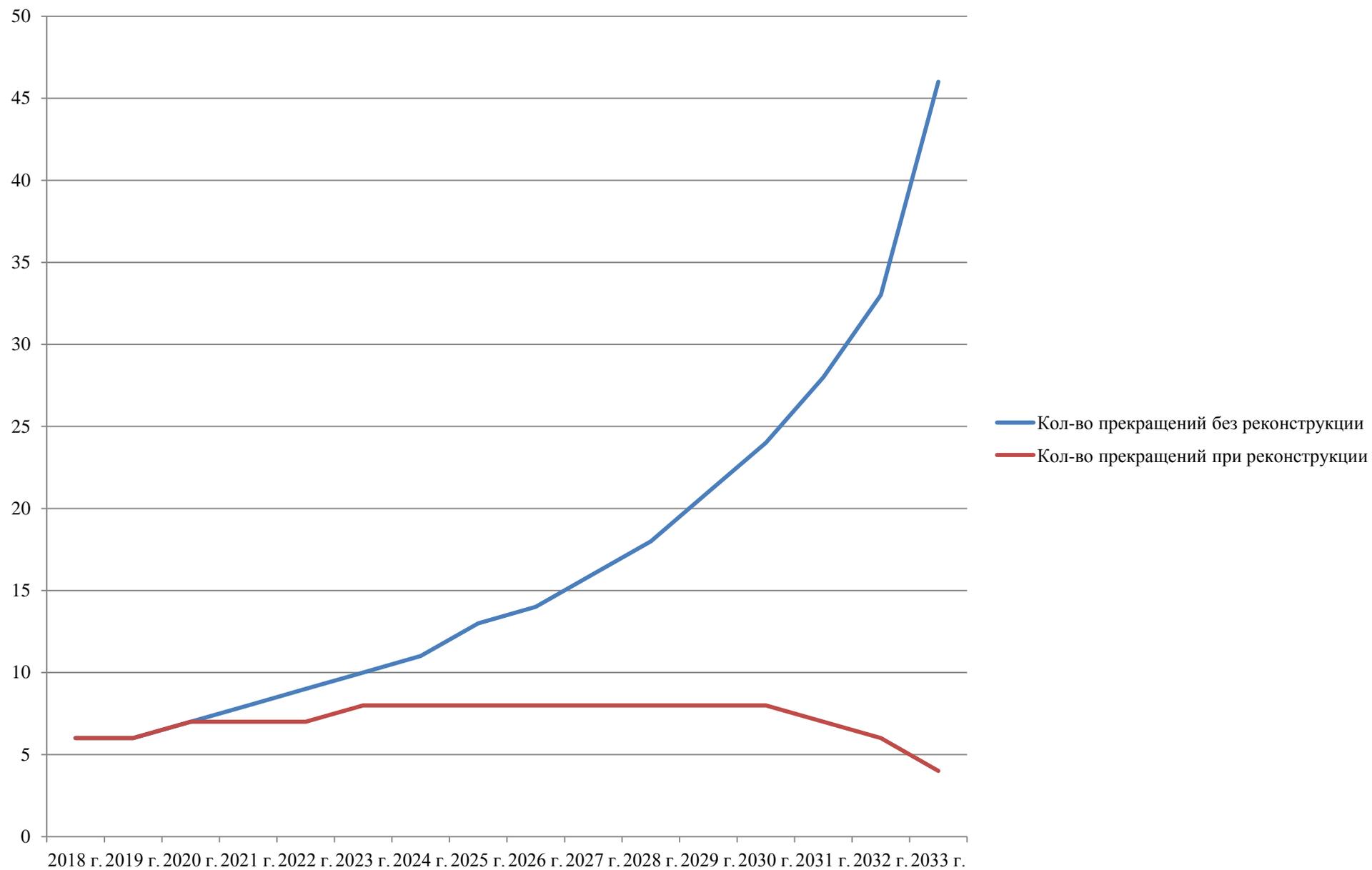


Рис.9.2 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

**Таблица 9.4 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «АРЭМЗ» без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,32	0,37	0,43	0,61
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	4	4	4	5	5	6	7	8	8	10	11	12	14	16	19	27
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,565	3,663	3,666	3,669	3,699	3,713	3,707	3,701	3,713	3,707	3,747	3,738	3,744	3,748	3,739	3,743
Материальная характеристика тепловой сети	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	34089,54	35031,24	35057,99	35086,31	35372,48	35502,58	35446,34	35394,40	35503,39	35447,09	35830,28	35745,71	35800,60	35844,15	35758,26	35794,02

Таблица 9.5 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «АРЭМЗ» с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	2,880	5,760	8,639	11,518	14,397	17,276	20,155	23,034	25,913	28,792	31,671	34,550	37,429	40,308
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379	43,379
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,565	3,565	3,416	3,268	3,119	2,971	2,822	2,674	2,525	2,377	2,229	2,080	1,932	1,783	1,635	1,486
Материальная характеристика тепловой сети	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71	9562,71
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	34089,54	34089,54	32669,34	31249,13	29829,42	28409,71	26990,00	25570,29	24150,58	22730,87	21311,16	19891,45	18471,74	17052,03	15632,32	14212,61

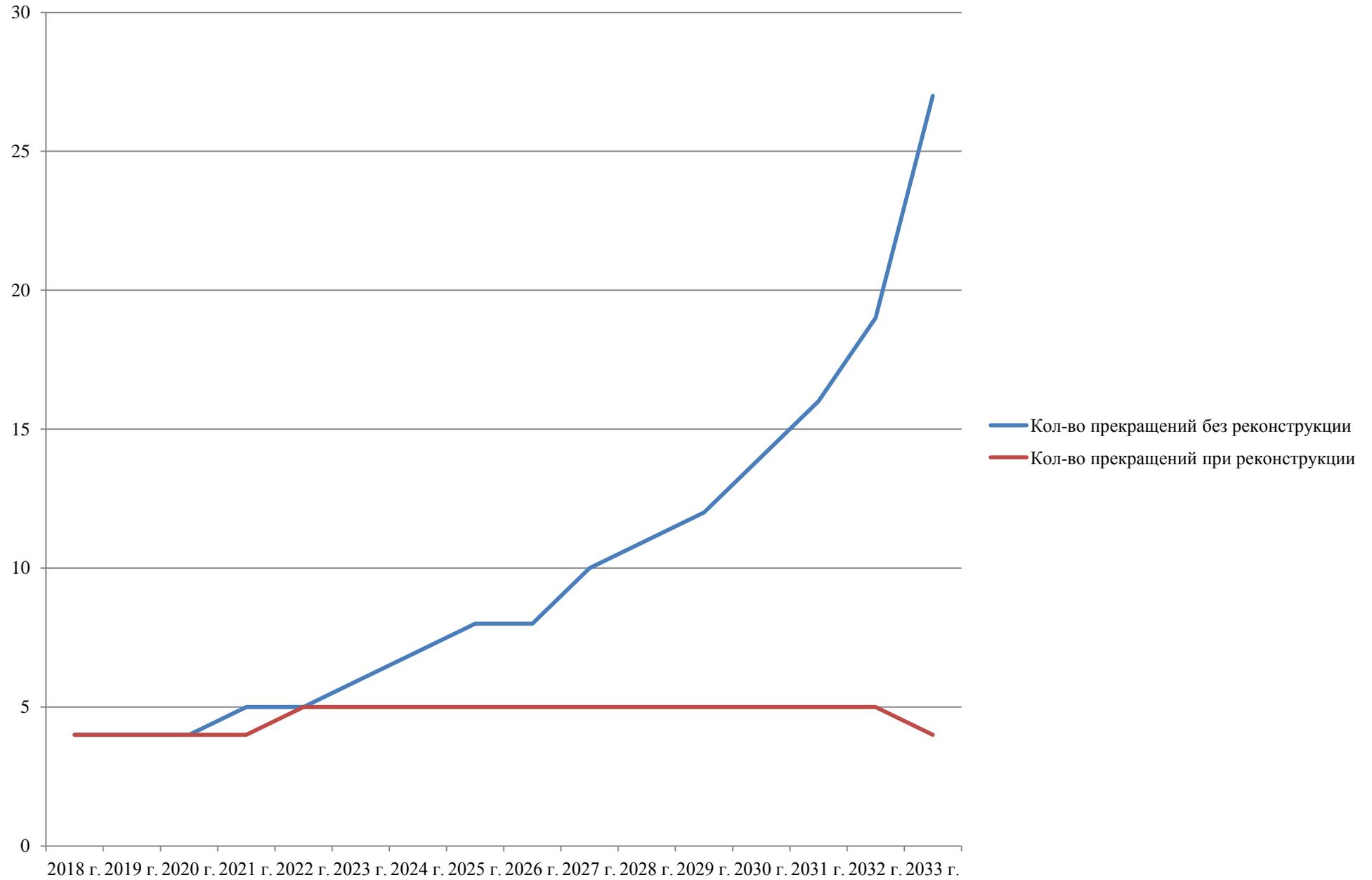


Рис.9.3 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

**Таблица 9.6 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «ЯЦИК» без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,09	0,09	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,23	0,27	0,31	0,36	0,42	0,50	0,60	0,89
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,490	4,615	4,618	4,622	4,659	4,677	4,669	4,662	4,677	4,669	4,720	4,709	4,716	4,722	4,710	4,715
Материальная характеристика тепловой сети	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	852,02	875,56	876,23	876,93	884,09	887,34	885,93	884,63	887,36	885,95	895,53	893,41	894,79	895,87	893,73	894,62

Таблица 9.7 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «ЯЦИК» с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,05	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,131	0,261	0,391	0,521	0,651	0,781	0,911	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041	1,041
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,490	4,490	4,162	3,837	3,511	3,185	2,860	2,534	2,208	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883	1,883
Материальная характеристика тепловой сети	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74	189,74
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	852,02	852,02	789,76	727,97	666,18	604,39	542,60	480,81	419,02	357,23	357,23	357,23	357,23	357,23	357,23	357,23

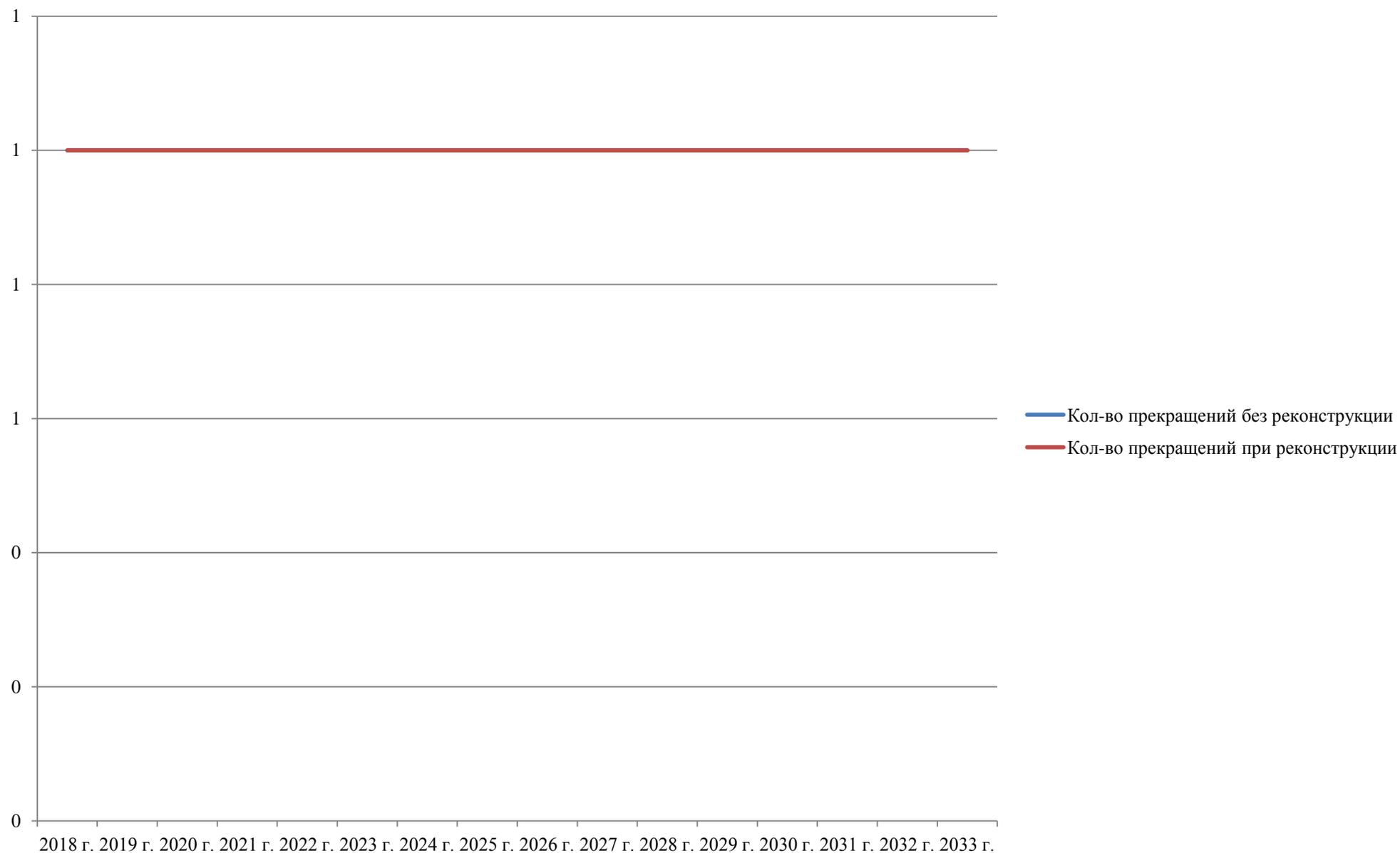


Рис.9.4 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

**Таблица 9.8 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельных МКУ-14 без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,32	0,37	0,43	0,61
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	2	2	2	3	3	3	3	4	4	5	5	6	7	8	9	13
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,757	3,861	3,864	3,867	3,899	3,913	3,907	3,901	3,913	3,907	3,949	3,940	3,946	3,951	3,941	3,945
Материальная характеристика тепловой сети	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	16937,48	17405,37	17418,66	17432,73	17574,91	17639,55	17611,61	17585,80	17639,96	17611,98	17802,37	17760,35	17787,62	17809,26	17766,59	17784,35

Таблица 9.9 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельных МКУ-14 с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,07	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	1,452	2,904	4,356	5,808	7,260	8,711	10,162	11,613	13,064	14,515	15,966	17,417	18,868	20,319
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319	20,319
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,757	3,757	3,609	3,461	3,312	3,164	3,016	2,868	2,719	2,571	2,423	2,275	2,126	1,978	1,830	1,682
Материальная характеристика тепловой сети	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67	4507,67
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	16937,48	16937,48	16268,84	15600,20	14931,57	14262,93	13594,29	12926,11	12257,94	11589,76	10921,58	10253,40	9585,23	8917,05	8248,87	7580,70

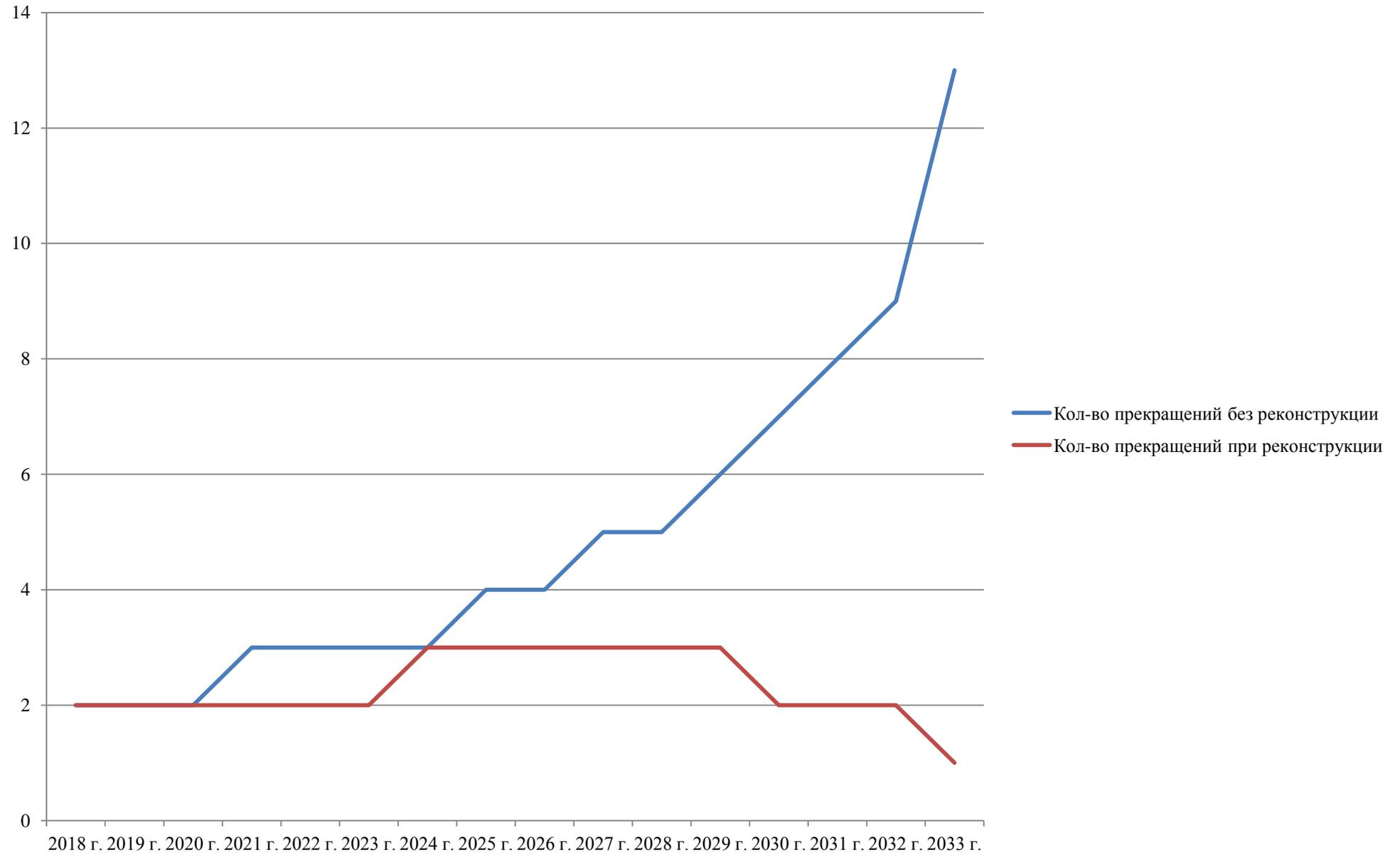


Рис.9.5 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

**Таблица 9.10 – Показатели надежности системы теплоснабжения для МКУ-10,5 без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,13	0,14	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,32	0,37	0,43	0,61
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4	6
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,951	4,060	4,063	4,067	4,100	4,115	4,108	4,102	4,115	4,108	4,153	4,143	4,149	4,154	4,144	4,149
Материальная характеристика тепловой сети	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	7614,25	7824,59	7830,56	7836,89	7900,81	7929,87	7917,30	7905,70	7930,05	7917,47	8003,06	7984,17	7996,43	8006,16	7986,98	7994,96

Таблица 9.11 – Показатели надежности системы теплоснабжения для МКУ-10,5 с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,07	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,637	1,274	1,911	2,548	3,185	3,822	4,459	5,096	5,733	6,370	7,007	7,644	8,281	8,918
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918	8,918
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,951	3,951	3,789	3,628	3,466	3,304	3,142	2,981	2,819	2,657	2,496	2,334	2,172	2,011	1,849	1,687
Материальная характеристика тепловой сети	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17	1927,17
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	7614,25	7614,25	7302,62	6991,00	6679,37	6367,74	6056,12	5744,49	5432,87	5121,24	4809,61	4497,99	4186,36	3874,73	3563,11	3251,48

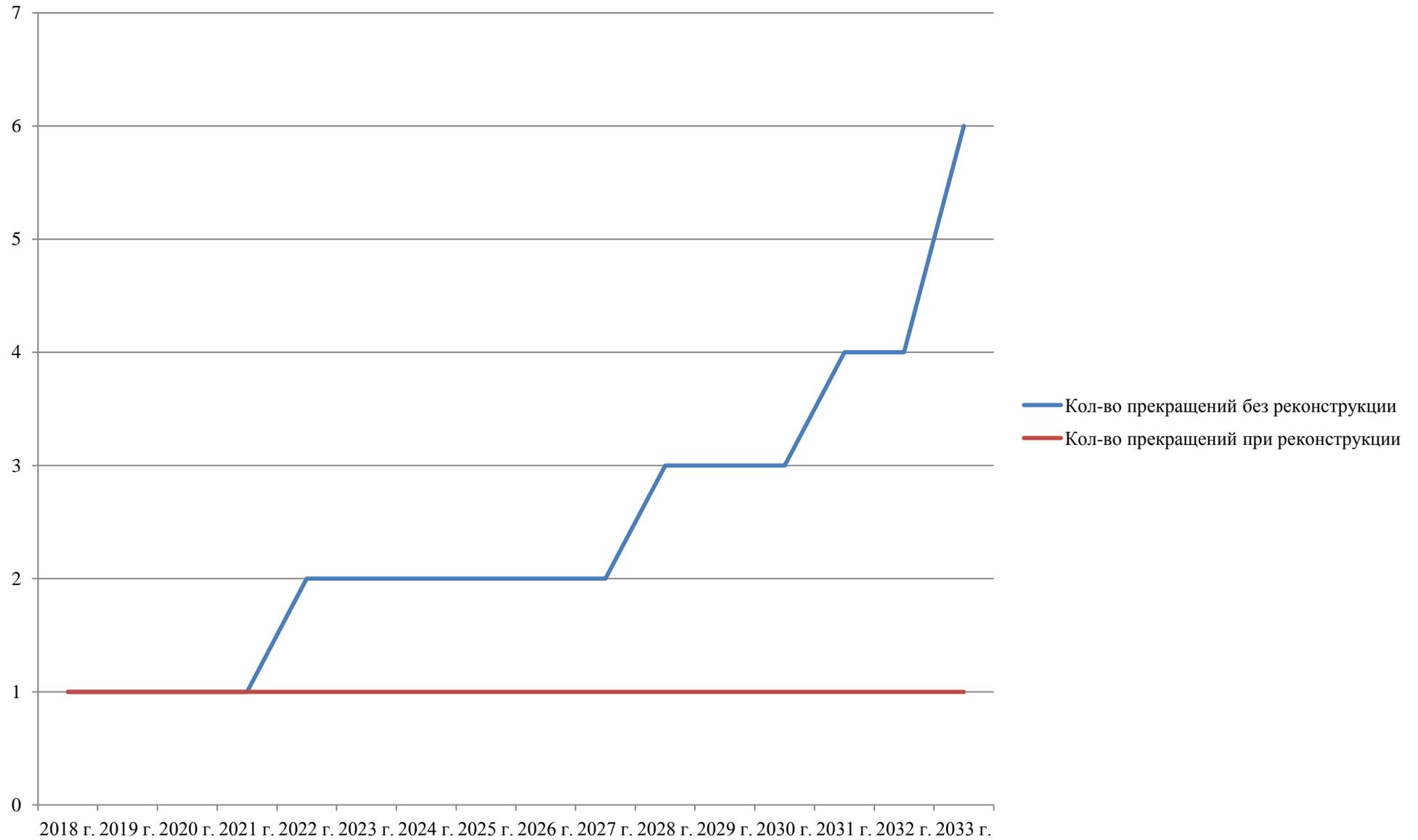


Рис.9.6 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

**Таблица 9.12 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной №1 без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752	6,752

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	2,866	2,945	2,947	2,950	2,974	2,985	2,980	2,976	2,985	2,980	3,012	3,005	3,010	3,013	3,006	3,009
Материальная характеристика тепловой сети	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15	2142,15
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	6138,99	6308,58	6313,39	6318,49	6370,03	6393,46	6383,33	6373,98	6393,60	6383,46	6452,47	6437,24	6447,12	6454,97	6439,50	6445,94

Таблица 9.13 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной №2 «ЖДЯ» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250	5,250
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,331	4,451	4,454	4,458	4,494	4,511	4,504	4,497	4,511	4,504	4,553	4,542	4,549	4,554	4,543	4,548
Материальная характеристика тепловой сети	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11	983,11
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	4258,22	4375,85	4379,19	4382,73	4418,48	4434,73	4427,70	4421,21	4434,83	4427,80	4475,66	4465,10	4471,95	4477,39	4466,66	4471,13

Таблица 9.14 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «База МУП «АПП» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12	0,14
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891	5,891
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,464	3,560	3,563	3,565	3,595	3,608	3,602	3,597	3,608	3,602	3,641	3,632	3,638	3,642	3,634	3,637
Материальная характеристика тепловой сети	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32	837,32
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	2900,63	2980,76	2983,03	2985,44	3009,79	3020,86	3016,08	3011,66	3020,93	3016,14	3048,75	3041,55	3046,22	3049,93	3042,62	3045,66

Таблица 9.15 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «Химчистка» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,06	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	3,487	3,583	3,586	3,589	3,618	3,631	3,626	3,620	3,631	3,626	3,665	3,656	3,662	3,666	3,658	3,661
Материальная характеристика тепловой сети	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90	311,90
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	1087,54	1117,58	1118,44	1119,34	1128,47	1132,62	1130,83	1129,17	1132,65	1130,85	1143,07	1140,38	1142,13	1143,52	1140,78	1141,92

**Таблица 9.16 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «Рубин» без реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12	0,14
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129	4,129

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	2,178	2,238	2,240	2,242	2,260	2,268	2,265	2,261	2,268	2,265	2,289	2,284	2,287	2,290	2,285	2,287
Материальная характеристика тепловой сети	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66	1014,66
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	2209,91	2270,96	2272,69	2274,53	2293,08	2301,51	2297,87	2294,50	2301,57	2297,92	2322,76	2317,27	2320,83	2323,66	2318,09	2320,41

Таблица 9.17 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «База Промвентиляция» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,21	0,24	0,28	0,33	0,40	0,48	0,58	0,70	0,87	1,08	1,36	1,73	2,23	2,92	3,87	7,10
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	8	15

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	1,341	1,379	1,380	1,381	1,392	1,397	1,395	1,393	1,397	1,395	1,410	1,407	1,409	1,411	1,407	1,409
Материальная характеристика тепловой сети	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	517,51	531,81	532,21	532,64	536,99	538,96	538,11	537,32	538,97	538,12	543,94	542,65	543,49	544,15	542,84	543,39

Таблица 9.18 – Показатели надежности системы теплоснабжения для «База Промвентиляция» с учетом реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,21	0,24	0,18	0,13	0,07	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,128	0,256	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032	2,032
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	1,341	1,341	1,329	1,316	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303	1,303
Материальная характеристика тепловой сети	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78	385,78
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	517,51	517,51	512,61	507,71	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81	502,81

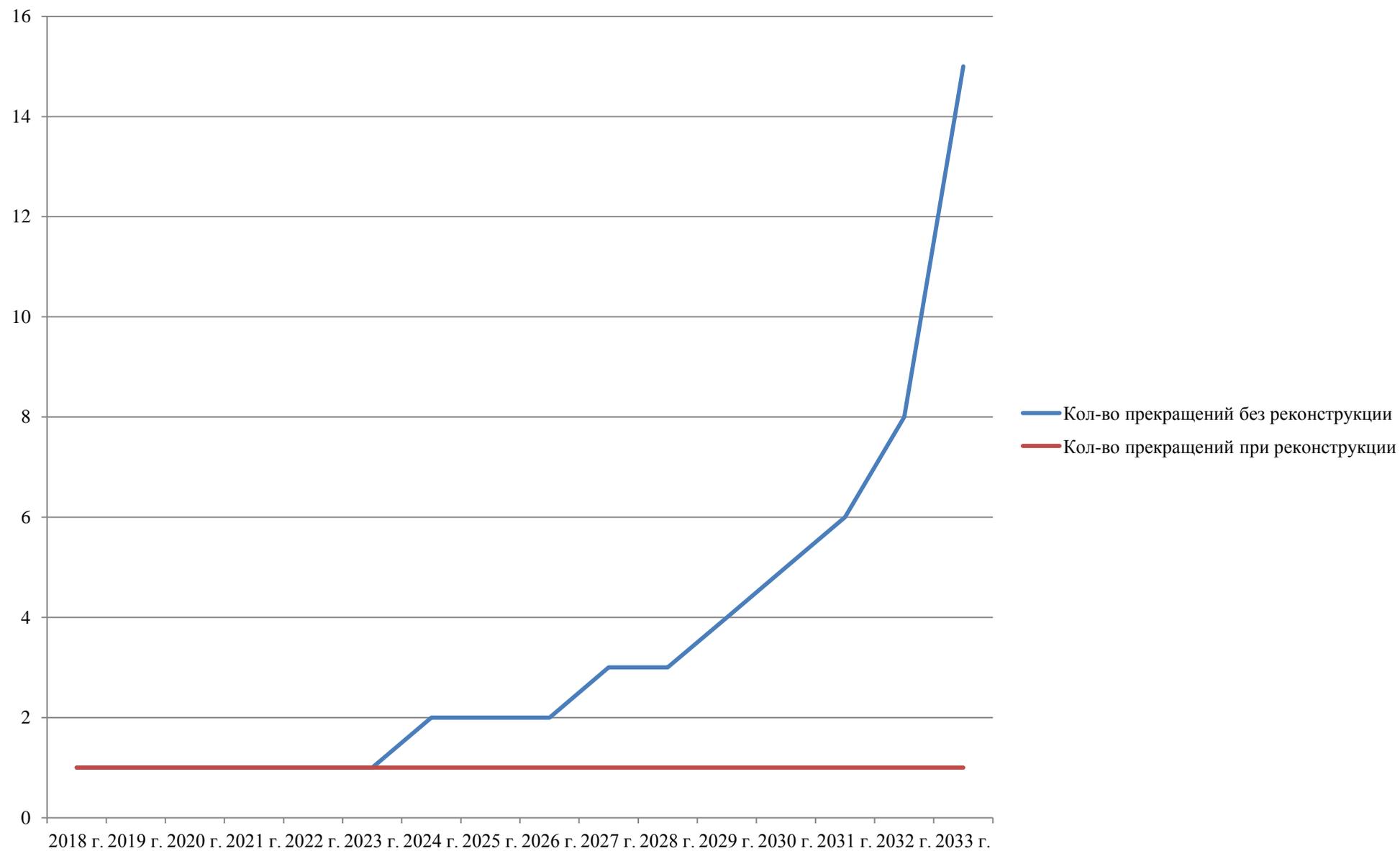


Рис.9.7 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

Таблица 9.19 – Показатели надежности системы теплоснабжения для котельной «Б-Нимныр» без реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,09	0,09	0,11	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,23	0,27	0,31	0,36	0,42	0,50	0,60	0,89
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,376	4,496	4,500	4,504	4,540	4,557	4,550	4,543	4,557	4,550	4,599	4,588	4,595	4,601	4,590	4,594
Материальная характеристика тепловой сети	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	2114,91	2173,33	2174,99	2176,75	2194,50	2202,57	2199,09	2195,86	2202,63	2199,13	2222,91	2217,66	2221,06	2223,77	2218,44	2220,66

**Таблица 9.20 – Показатели надежности системы теплоснабжения для «Б-Нимныр» с учетом реконструкции тепловых сетей**

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,226	0,452	0,677	0,902	1,127	1,352	1,577	1,802	2,027	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252	2,252

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,376	4,376	4,110	3,845	3,580	3,316	3,051	2,787	2,523	2,258	1,994	1,730	1,730	1,730	1,730	1,730
Материальная характеристика тепловой сети	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34	483,34
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	2114,91	2114,91	1986,56	1858,21	1730,43	1602,65	1474,87	1347,09	1219,31	1091,52	963,74	835,96	835,96	835,96	835,96	835,96

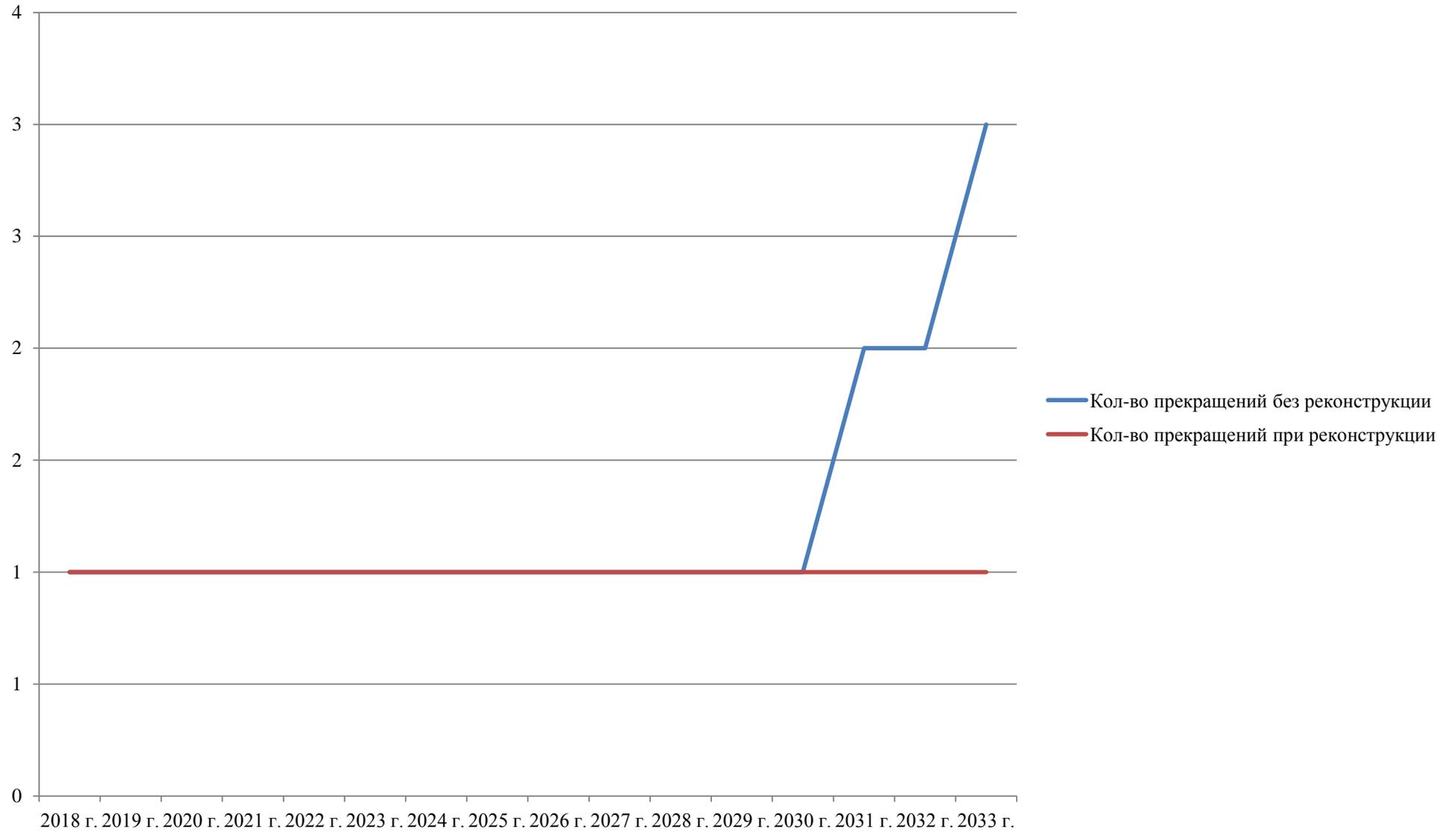


Рис.9.8 – График сравнения расчетного количества отключений подачи тепловой энергии

Таблица 9.21 – Показатели надежности системы теплоснабжения для «ИП Скоробогатова» без учета реконструкции тепловых сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12	0,14
Расчётное количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на тепловых сетях за год	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении на начало года, км	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Суммарная протяженность строящихся, реконструируемых и модернизируемых тепловых сетей в двухтрубном исчислении, вводимых в эксплуатацию в соответствующем году, км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА  
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Общая протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	4,883	5,018	5,022	5,026	5,067	5,086	5,078	5,070	5,086	5,078	5,133	5,121	5,129	5,135	5,122	5,128
Материальная характеристика тепловой сети	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80	136,80
Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	668,05	686,50	687,03	687,58	693,19	695,74	694,64	693,62	695,76	694,65	702,16	700,51	701,58	702,43	700,75	701,45

## **10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

### **10.1 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 в таблицах ниже**, расчет был произведен в программе «АЛБТ – Инвест<sup>TM</sup> Сумм 6.1», **результаты расчетов приведены в таблицах в разделе 10.3.**

#### **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.

#### **Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов в пенополиуретановой изоляции**

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 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 Вт/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 длиной до 2500 м. При этом место

повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектметра.

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:

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

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. 10.1 приводятся результаты технико-экономического анализа теплоизоляционных конструкций тепловых сетей диаметром 159 мм.

Таблица 10.1 – Результаты технико-экономического анализа теплоизоляционных конструкций

Показатель	Ед. изм.	АПБ <sup>1</sup>	АПБ-У <sup>2</sup>	ФП <sup>3</sup>	ИТ <sup>4</sup>	ПБИ <sup>5</sup>	ППУ <sup>6</sup>
Коэффициент теплопроводности	Вт/мК	0,115	0,07	0,058	0,07	0,08	0,038
Толщина теплоизоляции Ду	мм	75	75	50	80	50	40
Плотность теплового потока при температуре 90 °С в прямом трубопроводе т/сети	Вт/м	79,4	5,8	56,7	55,3	81,4	43,5
Плотность теплового потока при температуре 50 °С в обратном трубопроводе	Вт/м	42,1	29,53	30,0	29,3	48,1	23,0
Нормы плотности теплового потока для прямого и обратного трубопроводов, при температуре 90/50 °С. (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 10.2 – Мероприятия и необходимые инвестиции по системе теплоснабжения

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 гг.	2028-2033 гг.	Итого, тыс.руб.
<b>Котельная «Центральная»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	12141,22	25475,77	0,00	37616,99
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	16222,97	17042,92	17850,41	99375,34	137911,01	288402,65
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>16222,97</b>	<b>17042,92</b>	<b>29991,62</b>	<b>124851,11</b>	<b>137911,01</b>	<b>326019,63</b>
<b>Котельная «АРЭМЗ»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	5161,93	5369,99	0,00	6094,93	0,00	16626,85
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	7665,11	8052,63	8431,18	46942,62	65150,94	136242,49
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>12827,04</b>	<b>13422,62</b>	<b>8431,18</b>	<b>53037,54</b>	<b>65150,94</b>	<b>152869,33</b>

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.	Итого, тыс.руб.
<b>Котельная «ЯЦИК»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	1508,88	1569,79	0,00	0,00	0,00	3078,67
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	283,51	295,56	309,65	1723,88	0,00	2612,61
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>1792,39</b>	<b>1865,35</b>	<b>309,65</b>	<b>1723,88</b>	<b>0,00</b>	<b>5691,27</b>
<b>Котельная МКУ-14</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	29309,63	29309,63
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	4182,78	4394,16	4602,26	25613,70	35539,55	74332,45
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>4182,78</b>	<b>4394,16</b>	<b>4602,26</b>	<b>25613,70</b>	<b>64849,18</b>	<b>103642,07</b>
<b>Котельная МКУ-10,5</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22382,32	22382,32
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	1832,29	1924,90	2016,15	11225,25	15579,30	32577,90
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>1832,29</b>	<b>1924,90</b>	<b>2016,15</b>	<b>11225,25</b>	<b>37961,62</b>	<b>54960,21</b>
<b>Котельная №1</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	8367,73	14759,91	<b>23127,65</b>
<b>Котельная №2 «ЖДЯ»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15592,27	<b>15592,27</b>
<b>Котельная «База МУП «АПП»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	5528,51	3317,24	0,00	0,00	0,00	<b>8845,75</b>
<b>Котельная «Химчистка»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	1921,92	0,00	0,00	0,00	3018,91	<b>4940,82</b>

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД АЛДАН» АЛДАНСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДО 2033 ГОДА**

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.	Итого, тыс.руб.
<b>Котельная «Рубин»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	9269,84	0,00	<b>9269,84</b>
<b>Котельная «База Промвентиляция»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	790,82	818,76	0,00	2066,45	3676,03
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	305,13	320,66	335,75	0,00	0,00	961,55
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>305,13</b>	<b>1111,49</b>	<b>1154,51</b>	<b>0,00</b>	<b>2066,45</b>	<b>4637,58</b>
<b>Котельная «Б-Нимныр»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	1617,83	0,00	0,00	7493,21	0,00	9111,04
Реконструкция теплотрасс с использованием труб с ППУ изоляцией, тыс.руб.	0,00	574,85	603,91	629,71	3506,30	1545,37	6860,13
<b>Итого, тыс.руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>2192,68</b>	<b>603,91</b>	<b>629,71</b>	<b>10999,51</b>	<b>1545,37</b>	<b>15971,17</b>
<b>Котельная «ИП Скоробогатова»</b>							
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	3892,83	2033,72	<b>5926,54</b>

## 10.2 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 данными инвестиционными проектами можно изобразить следующим образом (Рис.10.1.).



Рис. 10.1. Структура инвестиций

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

- Плата за подключение потребителей;
- Тариф, в том числе:
- Амортизационные отчисления;

- Инвестиционная составляющая в тарифе;
- Бюджетные средства;
- Прочие источники.

За счет амортизационных отчислений могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей и замене оборудования, выработавшего ресурс.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по увеличению тепловой мощности источников тепловой энергии, мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, строительству новых участков тепловых сетей.

Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию может быть применена для финансирования мероприятий, направленных на повышение эффективности работы источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом.

Источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению

Наименование	Источник финансирования	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023- 2027 гг.	2028- 2033 гг.
АО АФ «Теплоэнергосервис»						
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе и амортизационные отчисления	8288,64	1569,79	17701,26	44635,72	51691,94
Реконструкция тепловых сетей, тыс.руб.		30761,50	32314,09	33839,36	188387,09	255726,18
ООО «Ассоциация строителей АЯМ»						
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе	14742,82		14954,03	39554,34	
МУП АР «АПП»						
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе+собственные и/или заемные средства	7450,43	3317,24			3018,91
ООО «Рубин»						
Реконструкция тепловых сетей, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе+собственные и/или заемные средства	566,52	595,10	623,31	3470,61	4806,58
ООО «Промвентиляция»						
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе и амортизационные отчисления	0,00	790,82	818,76	0,00	2066,45
Реконструкция тепловых сетей, тыс.руб.		305,13	320,66	335,75	0,00	0,00
ИП Скоробогатова						
Замена котлоагрегатов, тыс.руб.	Инвестиционная составляющая в тарифе+собственные и/или заемные средства	0,00	0,00	0,00	3892,83	2033,72

### 10.3 Расчеты эффективности инвестиций

Таблица 10.4 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «Центральная»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2022 г. замена котла КВТС-30	12141,22
	2023 г. замена котла КВТС-30	12543,78
	2024 г. замена котла КВТС-30	12931,99
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.5 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной «Центральная»

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 5279 м. тепловой сети	16222,97
	2021 г. замена 5279 м. тепловой сети	17042,92
	2022 г. замена 5279 м. тепловой сети	17850,41
	2023 г. замена 5279 м. тепловой сети	18549,66
	2024 г. замена 5279 м. тепловой сети	19289,90
	2025 г. замена 5278 м. тепловой сети	19945,32
	2026 г. замена 5278 м. тепловой сети	20525,37
	2027 г. замена 5278 м. тепловой сети	21065,09
	2028 г. замена 5278 м. тепловой сети	21618,14
	2029 г. замена 5278 м. тепловой сети	22182,33
	2030 г. замена 5278 м. тепловой сети	22755,35
	2031 г. замена 5278 м. тепловой сети	23300,04
	2032 г. замена 5278 м. тепловой сети	23790,46
	2033 г. замена 5278 м. тепловой сети	24264,70

Направление проекта	Проект эффективности
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>	
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	1 408 311
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	72,66%
Простой срок окупаемости (PP), лет	7,65
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	7,84

Таблица 10.6 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «АРЭМЗ»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. установка котла КВТС-10	5161,93
	2021 г. замена котла КВТС-10	5369,99
	2025 г. замена котла КВТС-10	6094,93
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.7 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной «АРЭМЗ»

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 2880 м. тепловой сети	7665,11
	2021 г. замена 2880 м. тепловой сети	8052,63
	2022 г. замена 2879 м. тепловой сети	8431,18
	2023 г. замена 2879 м. тепловой сети	8761,46
	2024 г. замена 2879 м. тепловой сети	9111,00
	2025 г. замена 2879 м. тепловой сети	9422,37
	2026 г. замена 2879 м. тепловой сети	9696,38
	2027 г. замена 2879 м. тепловой сети	9951,41
	2028 г. замена 2879 м. тепловой сети	10212,69
	2029 г. замена 2879 м. тепловой сети	10479,24
	2030 г. замена 2879 м. тепловой сети	10749,87
	2031 г. замена 2879 м. тепловой сети	11007,32
	2032 г. замена 2879 м. тепловой сети	11238,88
2033 г. замена 2879 м. тепловой сети	11462,94	
Направление проекта	Проект эффективности	
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	698 012	
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	87,89%	
Простой срок окупаемости (PP), лет	7,33	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	7,46	

Таблица 10.8 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «ЯЦИК»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. замена котла Алданец	1508,88
	2021 г. замена котла Алданец	1569,79
Направление проекта	Проект надежности	

Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>	
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем

Таблица 10.9 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной «ЯЦИК»

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 131 м. тепловой сети	283,51
	2021 г. замена 130 м. тепловой сети	295,56
	2022 г. замена 130 м. тепловой сети	309,65
	2023 г. замена 130 м. тепловой сети	321,72
	2024 г. замена 130 м. тепловой сети	334,60
	2025 г. замена 130 м. тепловой сети	346,05
	2026 г. замена 130 м. тепловой сети	356,06
	2027 г. замена 130 м. тепловой сети	365,45
Направление проекта	Проект эффективности	
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	698 012	
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	87,89%	
Простой срок окупаемости (PP), лет	7,33	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	7,46	

Таблица 10.10 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной МКУ-14

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2028 г. замена двух котлов КВм-3,5КБ	14489,95
	2029 г. замена двух котлов КВм-3,5КБ	14819,67
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.11 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной МКУ-14

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 1452 м. тепловой сети	4182,78
	2021 г. замена 1452 м. тепловой сети	4394,16
	2022 г. замена 1452 м. тепловой сети	4602,26
	2023 г. замена 1452 м. тепловой сети	4782,58
	2024 г. замена 1452 м. тепловой сети	4973,48
	2025 г. замена 1451 м. тепловой сети	5139,89
	2026 г. замена 1451 м. тепловой сети	5289,31
	2027 г. замена 1451 м. тепловой сети	5428,45
	2028 г. замена 1451 м. тепловой сети	5570,96
	2029 г. замена 1451 м. тепловой сети	5716,34
	2030 г. замена 1451 м. тепловой сети	5864,00
	2031 г. замена 1451 м. тепловой сети	6004,40
2032 г. замена 1451 м. тепловой сети	6130,82	
2033 г. замена 1451 м. тепловой сети	6253,03	
Направление проекта	Проект эффективности	

Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>	
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	253 447
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	38,83%
Простой срок окупаемости (PP), лет	10,30
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	10,77

Таблица 10.11 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной МКУ-10,5

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2030 г. замена двух котлов КВм-3,5КБ	14819,67
	2031 г. замена котла КВм-3,5КБ	7562,64
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.12 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной МКУ-10,5

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 637 м. тепловой сети	1832,29
	2021 г. замена 637 м. тепловой сети	1924,90
	2022 г. замена 637 м. тепловой сети	2016,15

	2023 г. замена 637 м. тепловой сети	2095,11
	2024 г. замена 637 м. тепловой сети	2178,75
	2025 г. замена 637 м. тепловой сети	2253,11
	2026 г. замена 637 м. тепловой сети	2318,66
	2027 г. замена 637 м. тепловой сети	2379,62
	2028 г. замена 637 м. тепловой сети	2442,03
	2029 г. замена 637 м. тепловой сети	2505,85
	2030 г. замена 637 м. тепловой сети	2570,64
	2031 г. замена 637 м. тепловой сети	2632,17
	2032 г. замена 637 м. тепловой сети	2687,56
	2033 г. замена 637 м. тепловой сети	2741,04
Направление проекта	Проект эффективности	
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	113 437	
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	39,84%	
Простой срок окупаемости (PP), лет	10,14	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	10,56	

Таблица 10.13 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной №1

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2027 г. замена четырех котлов КСВм-1,25К	8367,73
	2030 г. замена двух котлов КВм-2,5ТТ	7305,21
	2031 г. замена двух котлов КВм-2,5ТТ	7454,70
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.14 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной №2 «ЖДЯ»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2028 г. замена четырех котлов КСВм-1,25К	8575,03
	2029 г. замена двух котлов КВм-2,0	7017,24
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.15 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «База МУП «АПП»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. замена двух котлов СУ	5528,51
	2021 г. замена котла ФД	3317,24
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.16 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «Химчистка»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. замена двух котлов Алданец	1921,92
	2030 г. замена котла КВр-1,45 КБ	3018,91
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.17 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «Рубин»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2025 г. замена двух котлов КВС-2,0	6349,19
	2026 г. замена котла КВС-1,8к	2920,65
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.18 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «База Промвентиляция»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2021 г. замена котла Алданец	790,82
	2022 г. замена котла Алданец	818,76
	2031 г. замена двух котлов Алданец	2066,45
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.19 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной «База Промвентиляция»

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 128 м. тепловой сети	305,13
	2021 г. замена 128 м. тепловой сети	320,66
	2022 г. замена 128 м. тепловой сети	335,75
Направление проекта	Проект эффективности	
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	1 333	
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	12,46%	
Простой срок окупаемости (PP), лет	15,47	
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	18,78	

Таблица 10.20 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «Б-Нимныр»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. замена котла Алданец	1617,83
	2023 г. замена двух котлов Алданец	3635,70
	2025 г. замена двух котлов КСВ	3857,51
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

Таблица 10.21 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Реконструкция теплотрасс с использованием трубопроводов с ППУ изоляцией» для котельной «Б-Нимныр»

Наименование проекта	Реконструкция теплотрасс	
Цели и задачи проекта	Замена изношенных участков теплотрасс с использованием труб в ППУ изоляции с целью уменьшения тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии и постепенной заменой физически и морально устаревших участков теплотрасс	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб.	2020 г. замена 226 м. тепловой сети	574,85
	2021 г. замена 226 м. тепловой сети	603,91
	2022 г. замена 225 м. тепловой сети	629,71
	2023 г. замена 225 м. тепловой сети	654,41
	2024 г. замена 225 м. тепловой сети	680,46
	2025 г. замена 225 м. тепловой сети	703,81
	2026 г. замена 225 м. тепловой сети	724,29
	2027 г. замена 225 м. тепловой сети	743,33
	2028 г. замена 225 м. тепловой сети	762,74
	2029 г. замена 225 м. тепловой сети	782,62
Направление проекта	Проект эффективности	
Описание экономического эффекта	Экономический эффект достигается за счет сокращения потерь при транспортировке тепловой энергии. Расчет экономического эффекта базируется на сокращении топливной составляющей издержек в составе переменных затрат теплоснабжающей организации.	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		

Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс.руб.	50 302
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	105,88%
Простой срок окупаемости (PP), лет	6,98
Дисконтированный срок окупаемости (PBP), лет	7,07

Таблица 10.22 – Результаты расчета инвестиционного проекта «Замена котлоагрегатов» для котельной «Б-Нимныр»

Наименование проекта	Реконструкция/замена котлоагрегатов	
Цели и задачи проекта	Замена физически и морально устаревших котлов на новые в связи с истечением срока эксплуатации и необходимостью надежного и бесперебойного теплоснабжения потребителей тепловой энергии	
Сроки реализации проекта	2018-2033 гг.	
Дисконтированные инвестиции проекта по годам, тыс.руб	2020 г. замена котла Алданец	1617,83
	2023 г. замена двух котлов Алданец	3635,70
	2025 г. замена двух котлов КСВ	3857,51
Направление проекта	Проект надежности	
Описание экономического эффекта	Проект направлен на повышение надежности и не генерирует дополнительного денежного потока от операционной деятельности	
<b>Показатели экономической эффективности проекта</b>		
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Не окупаем	
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Не окупаем	
Простой срок окупаемости (PP)	Не окупаем	
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	Не окупаем	

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

Табл. 10.23 – Расчет ценовых последствий для потребителей АО АФ «Теплоэнергосервис»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	39050,15	39253,86	45980,58	227451,00	307418,12
Полезный отпуск, Гкал	208797,24	208797,24	208797,24	208797,24	208797,24	208797,24	208797,24
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	8069,81	8352,96	9078,17	10215,71	10554,53	10881,08	11198,35
Валовая выручка, тыс.руб.	1684954,1	1744074,6	1895497,7	2133012,9	2203756,4	2271939,2	2338183,8
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	8069,81	8352,96	9265,20	10403,71	10774,74	11098,95	11443,73
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	2,02%	1,81%	2,04%	1,96%	2,14%

Табл. 10.24 – Расчет ценовых последствий для потребителей ООО «Ассоциация строителей АЯМ»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8367,73	30352,18
Полезный отпуск, Гкал	40554,78	40554,78	40554,78	40554,78	40554,78	40554,78	40554,78
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	3175,90	3317,85	3605,91	4057,75	4192,33	4322,03	4448,05
Валовая выручка, тыс.руб.	128797,9	134554,6	146236,8	164561,0	170018,9	175279,1	180389,9
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	3175,90	3317,85	3605,91	4057,75	4192,33	4528,37	4635,16
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,56%	4,04%

Табл. 10.25 – Расчет ценовых последствий для потребителей МУП АР «АПП»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	7450,43	3317,24	0,00	0,00	3018,91
Полезный отпуск, Гкал	12736,39	12736,39	12736,39	12736,39	12736,39	12736,39	12736,39
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	3325,09	3473,70	3775,29	4248,36	4389,26	4525,06	4657,00
Валовая выручка, тыс.руб.	42349,6	44242,4	48083,6	54108,7	55903,3	57632,9	59313,4
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	3325,09	3473,70	4360,27	4508,81	4389,26	4525,06	4894,03
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	13,42%	5,78%	0,00%	0,00%	4,84%

Табл. 10.26 – Расчет ценовых последствий для потребителей ООО «Рубин»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9269,84	0,00
Полезный отпуск, Гкал	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32	5617,32
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	2592,61	2708,49	2943,64	3312,50	3422,36	3528,24	3631,12
Валовая выручка, тыс.руб.	14563,5	15214,4	16535,4	18607,3	19224,5	19819,3	20397,2
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	2592,61	2708,49	2943,64	3312,50	3422,36	4353,36	3631,12
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	18,95%	0,00%

Табл. 10.27 – Расчет ценовых последствий для потребителей ООО «Промвентиляция»

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	305,13	1111,49	1154,51	0,00	2066,45
Полезный отпуск, Гкал	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55	3875,55
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	5775,32	5977,96	6496,98	7311,08	7553,56	7787,26	8014,32
Валовая выручка, тыс.руб.	22382,5	23167,9	25179,4	28334,5	29274,2	30179,9	31059,9
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	5775,32	5977,96	6575,71	7597,87	7851,45	7787,26	8103,19
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	1,20%	3,77%	3,79%	0,00%	1,10%

Табл. 10.28 – Расчет ценовых последствий для потребителей ИП Скоробогатова

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023-2027 г.	2028-2033 г.
Сумма инвестиций, тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3892,83	2033,72
Полезный отпуск, Гкал	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22	4593,22
Тариф на тепловую энергию с учетом инфляции, руб/Гкал	3210,68	3323,33	3611,87	4064,46	4199,26	4329,18	4455,41
Валовая выручка, тыс.руб.	14747,4	15264,8	16590,1	18668,9	19288,1	19884,9	20464,7
Тариф на тепловую энергию с учетом инвестиционной составляющей, руб.	3210,68	3323,33	3611,87	4064,46	4199,26	4498,68	4529,20
Рост тарифа без учета инфляции, %		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,77%	1,63%

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 Республике Саха (Якутия) не должен превышать 6,0%. Как видно из выше приведенных таблиц, при включении инвестиционной составляющей в тариф у некоторых организаций идет превышения роста тарифа, из этого следует, что инвестиционную составляющую в тарифе, не стоит рассматривать как единственный источник финансирования рекомендованных мероприятий.

## **11. 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» «...единая теплоснабжающая организация в 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 и в порядке, которые установлены правилами 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 некоторые акты Правительства Российской Федерации». Для 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 размещать соответствующую информацию на своих официальных 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 сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с нижеуказанными критериями.

#### Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации

<p>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</p>	<p>В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.</p> <p>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 единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала.</p> <p>В 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.</p>
--	---

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 обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения	Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в 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, 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.

Единую теплоснабжающую организацию необходимо выбрать согласно трём критериям описанным выше, в настоящее время сложилась следующая ситуация в сфере теплоснабжения:

Зона ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне ЕТО	Владелец		Эксплуатирующая организация	
		Источник тепловой энергии	Тепловая сеть	Источник тепловой энергии	Тепловая сеть
1	"Центральная"	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
2	"АРЭМЗ"	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
3	"ЯЦИК"	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
4	МКУ-14	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
5	МКУ-10,5	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
6	№1	ООО «АС АЯМ»		ООО «АС АЯМ»	
7	№2 "ЖДЯ"	ООО «АС АЯМ»		ООО «АС АЯМ»	
8	"База МУП "АПП"	МУП АР «АПП»		МУП АР «АПП»	
9	"Химчистка"	МУП АР «АПП»		МУП АР «АПП»	
10	"Рубин"	ООО «Рубин»		ООО «Рубин»	
11	"База Промвентиляция"	ООО «Провентиляция»		ООО «Провентиляция»	
12	"Б-Нимыр"	АО «Теплоэнергосервис»		АО АФ «Теплоэнергосервис»	
13	"ИП Скоробогатова"	ИП Скоробогатова		ИП Скоробогатова	

В зонах деятельности ЕТО №1,2,3,4,5 и 12 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности АО «Теплоэнергосервис».

В зонах деятельности ЕТО №1,2,3,4,5 и 12, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации Алданскому филиалу АО «Теплоэнергосервис».

В зонах деятельности ЕТО №6 и 7 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности ООО «Ассоциация строителей АЯМ».

В зонах деятельности ЕТО №6 и 7, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации ООО «Ассоциация строителей АЯМ».

В зонах деятельности ЕТО №8 и 9 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности МУП Алданского района «Алданские пассажирские перевозки».

В зонах деятельности ЕТО №8 и 9, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации МУП Алданского района «Алданские пассажирские перевозки».

В зоне деятельности ЕТО №10 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности ООО «Рубин».

В зоне деятельности ЕТО №10, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации ООО «Рубин».

В зоне деятельности ЕТО №11 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности ООО «Промвентиляция».

В зоне деятельности ЕТО №11, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации ООО «Промвентиляция».

В зоне деятельности ЕТО №13 по результатам анализа, тепловыми сетями и источником тепловой энергии владеет на праве собственности ИП Скоробогатова.

В зоне деятельности ЕТО №13, по первому критерию, присвоить статус единой теплоснабжающей организации ИП Скоробогатова.