№ 60 (1805) • 10 июля 2023 года • Официальные новости АГО

АНГАРСКИЕ ВЕДОМОСТИ

Общественно-политическая газета

Российская Федерация
Иркутская область
АДМИНИСТРАЦИЯ
Ангарского городского округа

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

30.06.2023 № 1005-па

Об утверждении схемы теплоснабжения Ангарского городского округа на период до 2031 года после актуализации

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Уставом Ангарского городского округа, Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», постановлением администрации Ангарского городского округа от 20.01.2023 № 44-па «Об актуализации схемы теплоснабжения Ангарского городского округа» администрация Ангарского городского округа

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Схему теплоснабжения Ангарского городского округа на период до 2031 года после актуализации (Приложение № 1 к настоящему постановлению).
2. Настоящее постановление опубликовать в газете «Ангарские ведомости» и разместить на официальном сайте Ангарского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», за исключением сведений, составляющих государственную тайну, и электронной модели схемы теплоснабжения.
3. Контроль исполнения настоящего постановления возложить на заместителя мэра Ангарского городского округа Сафронова А.С.

Мэр Ангарского городского округа С.А. Петров

Приложение № 1

УТВЕРЖДЕНА
постановлением администрации
Ангарского городского округа
от 30.06.2023 № 1005-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
Ангарского городского округа на период до 2031 года после актуализации

ЧАСТЬ 1. УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Ангарского городского округа на перспективу до 2031 года актуализирована в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Описание существующего положения в сфере теплоснабжения основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций, действующих на территории поселения.

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований действующих федеральных, региональных и местных нормативно-правовых актов.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;

б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

в) внесение изменений в схему теплоснабжения в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;

г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;

д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;

е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;

з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ

1.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

В границах Ангарского городского округа (далее – АГО) деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют четыре организации:

а) Общество с ограниченной ответственностью «Байкальская энергетическая компания (далее – ООО «Байкальская энергетическая компания»);

б) Муниципальное унитарное предприятие АГО «Преобразование» (далее – МУП АГО «Преобразование»);

в) Общество с ограниченной ответственностью «Чистые ключи» (далее – ООО «Чистые ключи»);

г) Акционерное общество «Ангарский электролизный химический комбинат» (далее – АО «АЭХК»);

д) Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания» (далее – АО «АНХК»);

ООО «Байкальская энергетическая компания», МУП АГО «Преобразование» принадлежат источники, осуществляющие выработку тепловой энергии и тепловые сети.

ООО «Чистые ключи» осуществляет деятельность по производству, передаче и распределении тепловой энергии в рамках заключенного концессионного сгшлашения на реконструкцию объектов теплоснабжения, расположенных в с. Савватеевка.

АО «АЭХК», АО «АНХК» осуществляют транспортировку тепловой энергии до потребителей.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 1.

Таблица 1
Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения на территории АГО

Источник теплоснабжения	Тип нагрузки	Единицы измерения	Величина
Станция ТЭЦ-9*	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	1127,2
	ГВС (горячее водоснабжение)	Гкал/ч	455,28
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	1582,28
	Нагрузка по пару	Гкал/ч	213,1
	Нагрузка по горячей воде на технологические нужды АО «АНХК» (теплотрасса Г)	Гкал/ч	30,20
	Нагрузка по ХОВ	Гкал/ч	17,74
ООО «Чистые ключи» (с. Савваетвка)	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,610
	ГВС	Гкал/ч	0,153
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	2,763
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,245
	Итого	Гкал/ч	0,245
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,231
	Итого	Гкал/ч	0,231

* данные о нагрузках на источниках представлены на 2015 год, в 2016 году осуществлено переключение тепловой нагрузки по горячей воде (отопление, вентиляция и ГВС) с источника станции Участок №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9. Станция Участок №1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года. Станция ТЭЦ-10 прекратила отпуск пара потребителям с 2019 года.

1.2. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления.

Общая площадь жилого фонда АГО на начало 2015 года составила 5431,7 тыс.кв.м. Обеспеченность жильем по территории составляет 22,7 кв.м жилой площади на 1 человека, что соответствует среднему уровню по Иркутской области.

В городе Ангарск средняя жилищная обеспеченность составляет 22,6 кв.м на 1 чел., в поселке Мегет – 18,7 кв.м на 1 чел., в селе Савватеевка и селе Одинск – 13,8 кв.м на 1 чел.

В АГО ведется жилищное строительство: в 2014 году построено, введено и зарегистрировано в упрощенном порядке 44,05 тыс.кв.м жилья, из них – 39,44 тыс.кв.м на территории города Ангарска.

Жилой фонд АГО преимущественно представлен среднеэтажными жилыми домами до 5 этажей – 70%. Малоэтажные жилые дома, в том числе с приусадебными участками, составляют 15% общей площади жилого фонда. Жилые дома выше 6 этажей составляют 15% жилого фонда. Максимальная этажность жилых зданий в городе Ангарске – 16 этажей, ведется строительство 16-18-этажных блок-секций. Распределение жилищного фонда по этажности отражено в таблице 2.

Таблица 2
Распределение жилищного фонда по населенным пунктам по этажности

Населенный пункт	Жилищный фонд, всего	Малоэтажные жилые дома	Жилые дома 4-5 этажей	Жилые дома 6-9 этажей	Жилые дома более 9 этажей	Численность, тыс. чел. на конец 2014 года
г. Ангарск	5186,2	661,4	3687,3	635	202,5	227,5
п. Мегет	166,8	78,3	88,5			8,85
п. Зверево	0,3	0,3				0,02
д. Зуй	5,9	5,9				0,32
п. Ключевая	0,5	0,5				0,03
п. Стеклянка	0,9	0,9				0,05
п. Ударник	2,7	2,7				0,15
с. Савватеевка	19,7	19,7				1,43
п. Новоодинск	2,6	2,6				0,09
п. Звездочка	1,1	1,1				0,05
с. Одинск	19,3	19,3				0,94
д. Чебогоры	2,4	2,4				0,04
з. Ивановка	2,5	2,5				0,01

Населенный пункт	Жилищный фонд, всего	Малоэтажные жилые дома	Жилые дома 4-5 этажей	Жилые дома 6-9 этажей	Жилые дома более 9 этажей	Численность, тыс. чел. на конец 2014 года
з. Якимовка	0,8	0,8				0,06
ИТОГО	5411,7	798,4	3775,8	635	202,5	239,6

Жилищный фонд отличается достаточно хорошим техническим состоянием. Общая площадь жилых помещений в ветхих и аварийных жилых домах – 125,4 тыс.кв.м или 2 % общего объема, что значительно ниже среднего уровня по Иркутской области (8 %).

Жилищный фонд города Ангарска имеет высокую степень благоустройства – 97-99 %. Удельный вес общей площади, оборудованной газом, на конец 2014 года составлял 88,59 %, напольными электроплитами – 4,8 %.

В городе Ангарске, поселке Мегет и селе Савватеевка более половины многоквартирных жилых домов нуждаются в капитальном ремонте и модернизации.

В соответствии с генеральным планом в первую очередь новое жилищное строительство в границах АГО предусматривается как на свободных от застройки территориях, так и в условиях ликвидации ветхого и аварийного жилья. Ветхий и аварийный жилищный фонд на территории АГО в настоящее время составляет 4,605 тыс.кв.м общей площади, или 0,1% существующего жилищного фонда. В то же время многие жилые дома имеют износ, близкий к сверхнормативному. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. В основном, это малоэтажная застройка в городе Ангарске. В таблице 3 представлено распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам.

Таблица 3

Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам, причинам сноса и этажности (тыс.куб.м)

Населенные пункты	Существующий жилищный фонд	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
	тыс. куб.м	2	всего	под организацию СЗЗ		всего		
				1	2	тыс. куб.м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
г. Ангарск	5196,2	4,605	4,605	-	-	-	4,605	5181,595
п. Мегет	166,8	-	-	-	-	-	-	166,8
п. Зверево	0,3	-	-	-	-	-	-	0,3
д. Зуй	5,9	-	-	-	-	-	-	5,9
п. Ключевая	0,5	-	-	-	-	-	-	0,5
п. Стеклянка	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
п. Ударник	2,7	-	-	-	-	-	-	2,7
с. Савватеевка	19,7	-	-	-	-	-	-	9,7
п. Новоодинск	2,6	-	-	-	-	-	-	2,6
п. Звездочка	1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
с. Одинск	19,3	-	-	-	-	-	-	19,3
д. Чебогоры	2,4	-	-	-	-	-	-	2,4
з. Ивановка	2,5	-	-	-	-	-	-	2,5
з. Якимовка	0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
ИТОГО	5431,7	4,605	4,605	-	-	-	4,605	5407,1

Генеральным планом АГО в первую очередь строительства предусматривается размещение нового жилищного фонда общей площадью 504,578 тыс.кв.м, главным образом, многоэтажного: в 6 и более-этажных жилых домах – 49,3 %, в 5-6 этажных домах – 27,4 %. Малоэтажного: в 2-3 этажных жилых домах – 3,7 %. Индивидуальные жилые дома – 19,6 % нового жилищного фонда. Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда в 1 очередь строительства по этажности представлено в таблице 4.

Таблица 4

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда в 1 очередь строительства по этажности

Населенный пункт	Сохраняемый	Проект 1 очередь				Итого	Население	
		Многоэтажные жилые дома (от 9 эт. и более)	Среднеэтажные жилые дома (5-8 эт.)	Малоэтажные жилые дома (1-4 эт.)	Индивид. жилые дома	Всего		
	тыс.кв.м	тыс.кв.м	тыс. кв.м	тыс. кв.м	тыс. кв.м	тыс.кв.м	тыс. кв.м	тыс.кв.м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
г. Ангарск	5181,595	248,6	168,11	21,84	36,952	475,502	5657,097	235,567
п. Мегет	166,8					0	166,8	8,9
п. Зверево	0,3					0	0,3	0,02
д. Зуй	5,9				10,451	10,451	16,351	0,35
п. Ключевая	0,5					0	0,5	0,03
п. Стеклянка	0,9					0	0,9	0,1
п. Ударник	2,7				2,282	2,282	4,982	0,17
с. Савватеевка	19,7				5,593	5,593	25,293	1,45
п. Новоодинск	2,6					0	2,6	0,09
п. Звездочка	1,1					0	1,1	0,05
с. Одинск	19,3			2,5	6,83	9,33	28,63	1
д. Чебогоры	2,4				0,515	0,515	2,915	0,05
з. Ивановка	2,5					0	2,5	0,075
з. Якимовка	0,8				0,905	0,905	1,705	0,06
ИТОГО	5407,095	248,6	168,11	24,34	63,528	504,578	5911,67	247,942

* проектами планировок г. Ангарск при расчете проектируемого жилья применялся показатель жилищной обеспеченности 25 кв.м на человека

При выполнении 1 очереди строительства жилищный фонд в границах генерального плана АГО составит 5911,67 тыс.кв.м общей площади квартир при средней этажности 8, 2 этажа по сравнению с 6, 8 этажа в настоящее время. Средняя жилищная обеспеченность населения принимается в соответствии с расчетом в размере 23 кв.м общей площади на одного жителя. Население в границах проекта в первую очередь составит 247,942 тыс. чел. Данная численность принимается с учетом миграционных тенденций, демографической ситуации, возрастной структуры, занятости населения.

В соответствии с генеральным планом на расчетный срок, новое жилищное строительство в границах АГО предусматривается на свободных от застройки территории. Ветхий жилищный фонд, подлежащий сносу, на территории АГО к 2026 году составит 8152,3 тыс.кв.м или 1,5 % всего существующего фонда. Многие жилые дома имеют износ близкий к сверхнормативному и включены в Перечень объектов ветхого и аварийного жилищного фонда. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. Кроме того, часть жилого фонда и садоводств в АГО подлежит выносу с территорий, ограниченных в использовании для жилья. Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам АГО, причинам сноса и этажности (тыс.кв.м) представлено в таблице 4-1.

Таблица 4-1

Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам АГО, причинам сноса и этажности (тыс.кв.м)

Существующий жилищный фонд	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
			под организацию санитарно-защитных зон		всего		
тыс.кв.м	2	всего	1	2	тыс.кв.м		
1	2	3	4	5	6	7	8
5196,2	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5188,048
176,8	-	-	-	-	-	-	176,8
0,3	-	-	-	-	-	-	0,3
5,9	-	-	-	-	-	-	5,9
0,5	-	-	-	-	-	-	0,5
0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
2,7	-	-	-	-	-	-	2,7
19,7	-	-	-	-	-	-	19,7
2,6	-	-	-	-	-	-	2,6
1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
19,3	-	-	-	-	-	-	19,3
2,4	-	-	-	-	-	-	2,4
2,5	-	-	-	-	-	-	2,5
0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
5431,7	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5423,548

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории АГО (тыс.кв.м) представлено в таблице 5.

Таблица 5

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории АГО (тыс.кв.м)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
г. Ангарск							
Жилищный фонд, всего	5225,44	5264,68	5303,92	5342,59	5381,26	5419,92	6329,885
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	665,92	670,43	674,95	678,89	682,83	686,77	977,29
Жилые дома 4-8 этажей	4336,31	4350,32	4364,33	4378,34	4392,35	4406,36	4901,50
Жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	227,50	228,24	228,97	229,71	230,44	231,18	244,389
п. Мегет							
Жилищный фонд, всего	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3
Жилые дома 4-8 этажей	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	8,85	8,85	8,86	8,86	8,87	8,87	8,95
п. Зверево							
Жилищный фонд, всего	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
д. Зуй							
Жилищный фонд, всего	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,3	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,37
п. Ключевая							
Жилищный фонд, всего	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
п. Стеклянка							
Жилищный фонд, всего	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,15
п. Ударник							
Жилищный фонд, всего	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,2
с. Савватеевка							
Жилищный фонд, всего	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	1,42	1,42	1,43	1,43	1,43	1,43	1,52
п. Новоодинск							
Жилищный фонд, всего	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
п. Звездочка							
Жилищный фонд, всего	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
с. Одинск							
Жилищный фонд, всего	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	1,05
д. Чебогоры							
Жилищный фонд, всего	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06
з. Ивановка							
Жилищный фонд, всего	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
з. Якимовка							
Жилищный фонд, всего	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
ИТОГО							
Жилищный фонд, всего	5453,36	5495,03	5536,69	5577,78	5618,87	5659,96	6632,74
Малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные, с учетом сноса	805,34	812,28	819,22	825,58	825,58	838,30	1199,79
Жилые дома 4-8 этажей	4424,81	4438,82	4452,83	4466,84	4466,84	4494,86	4990,00
Жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	239,57	240,33	241,09	241,85	242,61	243,38	257,029

Основные показатели распределения жилищного фонда АГО представлены в таблице 6.

Таблица 6

Основные показатели распределение жилищного фонда АГО

Жилищный фонд	Ед. изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Средняя обеспеченность населения	кв.м на человек	22,4	22,45	22,51	22,56	22,62	22,67	25,6
Общий объем жилищного фонда	тыс.кв.м	5431,7	5475,33	5518,97	5562,60	5606,23	5649,87	6632,74
Общий объем нового жилищного строительства	тыс.кв.м	41,654	83,74	125,82	167,91	209,99	252,07	729,221
В том числе из общего объема нового жилищного строительства по типу застройки:								
Малоэтажная индивидуальная жилая застройка	тыс.кв.м	0,931	6,62	12,31	18,00	23,69	29,38	54,283
Малоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	0,263	2,45	4,64	6,83	9,02	11,21	263,848
Среднеэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	8	22,56	37,11	51,67	66,22	80,78	411,09
Многоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	32,46	52,11	71,76	91,41	111,06	130,71	0,00
Общий объем убыли жилищного фонда	тыс.кв.м							-8,152

Согласно Генеральному плану в АГО запланировано строительство объектов социальной инфраструктуры, представленных в таблицах 7-11.

Таблица 7

Объекты в области физической культуры и массового спорта

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Метет	п. Зве рево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/ 257,029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ И МАССОВОГО СПОРТА															
Спортивные залы															
Норматив – 73.5 кв.м общей площади / 1000жит.															
Потребность, кв.м общей площади	17316,4	654,15	1,47	25,73	2,2	7,35	12,5	106,58	6,62	0,37	73,5	0,37	5,52	4,41	18223,74/ 18891,63
Существующие объекты	14422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576	-	-	-	14422
Дополнительная потребность	2894,4	654,15	-	25,73	-	7,35	12,5	106,58	6,62	-	-	1	-	-	2894,4
	Спортивный комплекс (спорт. зал 110 кв.м площадь пола)	Спортивный комплекс со спортивным залом 240 мест, с бассейном 300 кв.м зеркала воды	-	-	-	-	Спортивные сооружения на площади 1 га	Спортивный зал со стадионом	-	-		Спортивные сооружения на площади1 га	-	Хоккейный корт	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Спортивно-оздоровительный комплекс (500 кв.м площадь пола, бассейн 450 кв.м зеркала воды)	Спортивные сооружения на площади 1 га	-	-	-	-	-	Многофункциональная спортивная площадка	-	-	-	-	-	-	-
	Спортивные и физкультурно-досуговые плоскостные сооружения							Хоккейный корт							
	Физкультурно-оздоровительный комплекс со спортивным залом 700 кв. м площади пола														
	Культурно-спортивный комплекс с аквапарком со спортивным залом 500 кв.м площади пола, с бассейном 450 кв.м зеркала воды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Предложения по размещению	Культурно-оздоровительный комплекс	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 700 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 360 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 300 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 310 кв.мплощади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 290 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 275 кв.м площади пола														
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 220 кв.м площади пола														
	Помещение для физкультурно-оздорови тельных занятий 200 кв.м площади пола														

Таблица 8

Объекты в области образования

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/ 257,029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ОБРАЗОВАНИЯ															
Общеобразовательные школы															
Норматив – 111 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	26151,27	987,9	2,22	38,85	3,33	11.1	18,87	160,95	10	5,55	111	5,55	8,33	6,7	27521,56/ 28530,22
Существующие объекты	23 733	800	-	-	-	-	-	160	-	-	192	-	-	-	24885
Дополнительная потребность	-	87,9	2,22	38,85	3,33	11.1	18,87	-	10	5,55	-	5,55	8,33	6,7	2636,56
Предложения по размещению	1*720; 1*1300; 1*800;1*200; 2*1000;1*900	1*45	-	-	-	-	-	1*140; расширение существующей до 300 мест	-	-	-	-	-	-	6125
Детские дошкольные учреждения															
Норматив – 65 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	15313,81	578,5	1,3	22,75	2	6,5	11	94,25	5,85	3,25	65	3,25	4,88	3,9	16116,23/ 16706.89
Существующие объекты	14845	380	-	-	-	-	-	75	-	-	150	-	-	-	15450
Дополнительная потребность	468,81	198,5	1,3	22,75	2	6,5	11	19,25	5,85	3,25	-	3,25	4,88	3,9	5035.02
Предложения по размещению	1*300, 3*220; 1*280; 1*250;1*160; 1*190; 4*110; социальный объект	1*80; социальный объект 1*50	-	1*90	-	-	1*140	1*90; расширение существующей до 110 мест	-	-	1*90	-	-	-	2750

Таблица 9

Объекты в области здравоохранения

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/ 257,029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ															
Поликлиники, амбулатории, иные объекты															
Норматив – 21,8 посещений в смену/1000 жит.															
Потребность, мест	7136	194	0,4	7,6	0,65	2,18	3,7	31,68	2	1,9	21,8	1,9	1,6	1,3	7405,14/ 7603,23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Существующие объекты	6442	150	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	6642
Дополнительная потребность	-	44	0,4	7,6	0,65	2,18	3,7	31,68	2	1.9	-	1,9	1,6	1,3	-
Предложения по размещению	Центр «Здоровье»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Диагностический центр 1*250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аптеки															
Норматив – 1объект /13000 жит.															
Потребность, объектов	17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	31
Предложения по размещению	18	1	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	21

Таблица 10

Объекты культуры и досуга

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Метет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	244,389	8,95	0,02	0,37	0,03	0,15	0,2	1,52	0,09	0,05	1,05	0,06	0,08	0,07	257,029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ КУЛЬТУРЫ И ДОСУГА															
Объекты культуры и досуга															
Норматив – 84 места /1000 жит.															
Потребность, кв.м общей площади	20660,72	609,17	1,09	59,72	1,85	3,28	18,23	92,4	9,49	4,03	104,58	10,67	9,16	6,22	21590,60
Существующие объекты	7 236	150	-	-	-	-	-	300	-	-	150	-	-	-	7836
Дополнительная потребность	13424,72	459,17	1,09	59,72	1,85	3,28	18,23	-	9,49	4,03	-	10,67	9,16	6,22	13754,6
Предложения по размещению	Много функциональный торговый комплекс, включая кинотеатр на 670 мест и выставочный зал	Досугово-развлекательный центр(учреждение клубного типа скинозалом на 450 мест)	-	-	-	-	-	Реконструкция клуба с расширением	-	-	Общепоселковый центр	-	-	-	-
	Культурно-досуговый центр (библиотека, детская школа искусств, клуб, кинотеатр)	-	-	-	-	-	-	Общепоселковый центр	-	-	Общепоселковый центр	-	-	-	-
	Аквапарк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещения для культурно-массовой работы с населением общей площадью 2075 кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОБЪЕКТЫ В СФЕРЕ ОБСЛУЖИВАНИЯ															
Магазины															
Норматив – 100 кв.м торг. площади /1000 жит.															
Потребность, кв.м торговой площади	68869,1	2030,56	3,64	199,08	6,16	10,92	60,76	308	31,64	13,44	348,6	35,56	30,52	20,72	71968,68

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Существующие объекты	123 923,1	650	-	-	-	-	-	215	35	-	150	35	30	30	125068,1
Дополнительная потребность	-	1380,56	3,64	199,08	6,16	10,92	60,76	93	-	13,44	198,6	-	-	-	-
Предложения по размещению	в общественных центрах планировочных районов и первых этажах жилых домов														
Предприятия общественного питания															
Норматив – 8 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	1967,688	58,016	0,104	5,688	0,176	0,312	1,736	8,8	0,904	0,384	9,96	1,016	0,872	0,592	2056,248
Существующие объекты	9521	210	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	9821
Дополнительная потребность	-	-	0,104	5,688	0,176	0,312	1,736	-	0,904	0,384	9,96	1,016	0,872	0,592	-

Таблица 11

Объекты культуры и досуга

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Метет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	244,389	8,95	0,02	0,37	0,03	0,15	0,2	1,52	0,09	0,05	1,05	0,06	0,08	0,07	257,029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Предложения по размещению	в общественных центрах планировочных районов и первых этажах жилых домов														
Предприятия непосредственного бытового обслуживания															
Норматив – 2 рабочих мест на 1000 чел.															
Потребность, объектов	491,922	14,504	0,026	1,422	0,044	0,078	0,434	2,2	0,226	0,096	2,49	0,254	0,218	0,148	514,062
Существующие объекты	883 объекта	2	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	-	-	893
Дополнительная потребность	1*18 раб.мест, прачечная 11,356 кг/ смену, химч. 21 кг/ смену, бани 14 чел.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1.3. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности).

Новое строительство на территории города Ангарска будет обеспечиваться теплом от станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания». Подключение новых потребителей к системам теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск), МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй), ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) нецелесообразно, в качестве источников теплоснабжения для нового строительства в селе Одинск, деревне Зуй и селе Савватевка предлагается использовать автономные источники тепловой энергии.

Приросты нагрузок отопления и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Ангарского ГО представлены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12

Приросты перспективных нагрузок отопления и горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения за счет подключения потребителей на основании выданных технических условий, Гкал/час

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Общая, Гкал/ч
1	МКУ «СМХ»	Детская школа искусств на 150 мест, Иркутская область Ангарский городской округ, п. Метет, пер. Школьный, участок 20	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:010108:39	0,371	0,033	0,421	0,825
2	ООО «Домстрой»	12-ти этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 93, с северо-западной стороны от пересечения ул. Карла Маркса и ул. 40 лет Октября	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040107:5259	0,162	0,178	0	0,34

ОФИЦИАЛЬНЫЕ НОВОСТИ АГО

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Общая, Гкал/ч
3	ООО «Марлин»	Крытый фитнес клуб с выделенными спортивными зонами (бассейны) Иркутская область, г. Ангарск, мкр 31	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040702:11	0,31	0,82	0,26	1,39
4	ООО «Специализированный застройщик «Домстрой»	Многоквартирные жилые дома, Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, участок 1	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:137	0,264	0,147	0	0,411
5	Сарсенбаева Светлана Павловна	Нежилые здания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 215, стр. 5, 7	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:33 38:26:040302:71	0,25765	0,004968	0	0,262618
6	Гаранина Анастасия Рамильевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, пер. Пожарный, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:800	0,006	0,007	0	0,013
7	МУП АГО «Ангарский Водоканал»	Производственное здание цеха эксплуатации сетей водоснабжения (реконструкция), Иркутская область, г. Ангарск, квл 79, стр. 2/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040103:795	0,0605	0,0204	0,0579	0,1388
8	Селезнев Константин Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, дом 62	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:307	0,02	0,0048	0	0,0248
9	Бочкова Татьяна Анатольевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:203	0,0052	0	0	0,0052
10	Кунц Владимир Михайлович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, смежно с северо-западной стороны с участком по ул. Огарева, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:634	0,0072	0,0036	0	0,0108
11	ООО «Специализированный застройщик «Современник»	Группа жилых зданий секционного типа со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями. 2 этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040403:10260	0,334	0,508	0	0,842
12	Израйлева Марина Мунаваровна	Здание похоронного бюро, Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, участок 51	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:545	0,0722	0,03528	0,0488	0,15628
13	Темит Евгений Андреевич, ООО «Специализированный застройщик «Новый дом»	9 этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 192	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040502:266	0,48969	0,2298	0,2298	0,94929
14	ООО «Орион»	Группа жилых домов, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 6а, участок 30	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040201:7161	0,0762	0,0588	0	0,135
15	УАиГ администрации АГО	ЗАГС, Иркутская область, г. Ангарск, на пересечении ул. Зурабова и ул. Троицкой	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:6968	0,3	0	0	0,3
16	ООО «Специализированный застройщик «Алые паруса»	Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, в 40 метрах западнее пересечение ул. Космонавтов и ул. Алешина	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040701:57	0,794	0,657	0,083	1,534
17	Рябцовская Лариса Григорьевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:199	0,012	0,0048	0	0,0168
18	МБУ ДО «Спортивная школа олимпийского резерва «Ангара»	Физкультурно-оздоровительный комплекс Иркутская область, г. Ангарск, квартал 71, в 414 метрах северо-западнее пересечения ул. Горького и ул. Ворошилова	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:2514	0,24	0,09	0,214	0,544
19	Мосин Владимир Александрович	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое Кольцо, участок 72	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:310	0,00969	0	0	0,00969
20	ГУФСИН России по Иркутской области	Многоквартирный 9 этажный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, в 146 метрах к юго-востоку от жилого дома 16 квл 219	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:140	0,420636	0,54672	0	0,967356
21	Рудин Александр Евгеньевич	Магазин Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старица, ул. Новоселовская, участок 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2855	0,027	0	0	0,027
22	Шец Татьяна Ивановна	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Цеховая, дом 14	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:17	0,027339	0,001992	0	0,029331
23	Седин Вячеслав Николаевич	Магазин с закусочной Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, ул. Советская, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:7037	0,047	0	0	0,047
24	МКУ «СМХ»	Ощеобразовательная школа на 725 мест Иркутская область, г. Ангарск, мкр 32, участок № 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040703:4105	0,864	0,438	1,04	2,342
25	ООО Специализированный застройщик «Рейн Форест»	Завершение строительства объектов незавершенного строительства Иркутская область, г.Ангарск, мкр 32, в 12 метрах северо-западнее жилого дома 8	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:119	0,2214	0,2154	0	0,4368
26	Шевченко Мелитина Цзиминовна	Жилой дом, совмещенный с рестораном «Фо-Дзинь», Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Северный, ул. Трудовых резервов, дом 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:92	0,01848	0	0	0,01848
27	ООО «Автосалон»	Общественно деловое здание с гаражом Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22, стр. 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040403:117	0,0283	0,0016	0	0,0299
28	Апарин Александр Валерьевич	Гаражи для хранения легкового транспорта Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, в 58 метрах на северо-запад от территории ГСМ-500	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:532	0,5308	0	0	0,5308
29	Боровков Олег Анатольевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старо Байкальск, пер. Охотский, участок 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:52	0,02767	0,00054	0	0,02821
30	Федоткина Наталья Геннадьевна	Административное (нежилое) здание с объектами СКБ (магазин): Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040303:642	0,107	0,018	0,101	0,226
31	Казьмин Сергей Алексеевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, город Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, ул. Лобачевского, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4116	0,0084	0	0	0,0084
32	Тодоров Илья Васильевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, пер. Муромский, дом 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4110	0,0133	0	0	0,0133
33	ООО «Орфей»	Кафе «Аллея Любви», Иркутская область, го Ангарск, квл 71, участок 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:79	0,03	0	0	0,03
34	ООО «Комильфо»	Кафе «Феникс», Иркутская область, г. Ангарск, мкр 7, строение 8а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:4	0,037	0	0	0,037
35	Индивидуальный предприниматель Турлаев Алексей Викторович	Гаражи, Иркутская область, г. Ангарск, в районе автокооперативов «Южный» и «Сигнал»	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:11	0,1378	0	0	0,1378
36	УАиГ администрации АГО	Многоквартирный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, микр 32, участок 25	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:4958	0,11	0	0	0,11
37	Добрынин Сергей Иванович	Магазин-кафе «Бриз» Иркутская область, г. Ангарск, мкр 17, дом 25	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040404:159	0,0067	0	0	0,0067
38	ГСК «Лесник»	Гаражи ГСК «Лесник», Иркутская область, г. Ангарск	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:186	0,2481	0	0	0,2481
39	Суковых Виктория Геннадьевна	Иркутская область, г.Ангарск, мкр Юго-Восточный, квл 10, дом 9	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041406:0024	0,0494	0,00492	0	0,05432
40	ООО «ССР»	Здание материального склада Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Связи, строение 1а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041002:35	0,0351	0	0	0,0351
41	Кузнецов Вячеслав Степанович	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:197	0,0114	0,00117	0	0,01257

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Общая, Гкал/ч
42	Суркова Юлия Викторовна	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 12.	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:216	0,0103	0	0	0,0103
43	Сергеев Александр Валерьевич	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Соликамская, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:446	0,00918	0	0	0,00918
44	Печура Дмитрий Гавриилович	Здание кузнечно-столярного цеха, Иркутская область, г.Ангарск, мкр.Байкальск, ул.Б.Хмельницкого, 36/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:0005	0,017	0	0	0,017
45	Шунова Мария Романовна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:442	0,028216	0,002308	0	0,030524
46	Смольников Александр Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. Кооперативный, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:0014	0,0147	0	0	0,0147
47	Каранин Алексей Иванович	АЗС, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 14, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:78	0,0161	0	0	0,0161
48	МКУ «СМХ»	Дополнительный блок МБОУ «СОШ № 39» на 575 учащихся, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:32, 38:26:040401:8778, 38:26:040401:8685	0,979	0,456	0,481	1,916
49	Волкова Наталья Александровна	Производственный цех., Иркутская область, г. Ангарск, квл 1, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040101:608	0,0336	0	0	0,0336
50	Воронов Дмитрий Олегович	Автомойка, Иркутская область, г. Ангарск, квл 108	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040106:1396	0,0356	0	0	0,0356
51	УАиГ администрации АГО	Корпус инфекционной больницы на 150 коек, Иркутская область, г. Ангарск, в 35 м к югу от пересечения Ленинградского проспекта и ул. Преображенская	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040301:95, 38:26:040301:1131, 38:26:040301:1132, 38:26:040301:1133	0,511	0,467	1,522	2,5
52	Каранин Алексей Иванович	Нежилое здание с кадастровым номером, Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, участок 4в	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:000000:6166	0,161	0	0	0,161
53	Кручек Наталья Валерьевна	2-этажное кирпичное нежилое здание с подвалом, общая площадь 505,3 кв.м, Иркутская область, г. Ангарск, квл 225 а, дом 3	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040503:51	0,023	0	0	0,023
54	Гафыкин Антон Александрович	База ЗЖБИ-2, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, Первый промышленный массив, квартал 16, земельный участок 24	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041203:101	3,56	0,119	0,257	3,936
55	Шагдарова Индира Валерьевна	Складское помещение, Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив, квл 6, строени	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041201:53, 38:26:041201:54	0,7	0	0	0,7
56	Черняков Андрей Анатольевич	Многофункциональный комплекс, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, участок 4а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2870	0,229	0,0629	0,4	0,6919
57	УАиГ Администрации АГО	Детская поликлиника, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 33, участок 23	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040703:4460	0,6	0	0	0,6
58	УАиГ Администрации АГО	Корпус инфекционной больницы, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Иркутская, участок 54	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040902:2700	0,81	0,26	0,43	1,5
59	АО «Стройкомплекс»	Общественное здание, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, земельный участок 50	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040701:2879	0,1	0,016	0	0,116
60	ООО «Свит»	Магазин «Южанка» Иркутская область, г. Ангарск, Южный массив, мкр Юго-Восточный, квл 10, строение 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:041406:76	0,0196	0,0924	0,0132	0,1252
61	УАиГ Администрации АГО	Объект общественного питания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 256-й, ЗУ1-6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040303:387	0,058	0,11	0	0,168
62	ООО «СЗ «Молодежный»	Здания жилого секционного типа со встроенными нежилыми помещениями Иркутская область, г. Ангарск, мкр 29	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040802:47	0,207	0,2254	0	0,4324
ИТОГО				14,920451	5,841798	5,5587	26,320949

* КУМИ администрации АГО – Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации АГО

** КЖКХ администрации АГО – Комитет по жилищно-коммунальному хозяйству, строительству, транспорту и связи администрации АГО

*** УАиГ администрации АГО – Управление архитектуры и градостроительства администрации АГО

**** МКУ «СМХ» – Муниципальное казенное учреждение «Служба муниципального хозяйства»

Таблица 13

Приросты перспективных нагрузок отопления и горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения за счет подключения зон перспективной застройки, Гкал/час

Номер обобщенного потребителя в электронной модели	Населен ный пункт	Кадастро вый квл	Тип застройки (жил./общ./дел.)	Подключаемая нагрузка, Гкал/ч				Период подключения	Место подключения (магистральный участок)
				Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ангарск	040702	комплексная застройка (жил./общ./дел.)	1,212	6,135	15,632	8,285	до 2030	ТМ №4
2	Ангарск	040304	жил., общ.	0,426	2,062	5,483	2,995	2025	ТМ №4
3	Ангарск	040303	жил., общ.	0,326313	1,579478	4,199941	2,29415	2031	ТМ №5
4	Ангарск	040403	жил.	0,038113	0,308204	0,821111	0,474794	2025	ТМ №5
5	Ангарск	040703	жил.	0	2,009123	4,927321	2,918198	2025	ТМ №4
6	Ангарск	040701	жил.	0,087787	0,709893	1,891283	1,093604	2025	ТМ №4, общ.,дел.-ТМ №6
7	Ангарск	040703	общ., дел.	0,060984	0,295184	0,784915	0,428747	2031	ТМ №4
8	Ангарск	040502	общ.	2,32	0,324	3,044	0,4	2025	ТМ №6
9	Ангарск	040302	жил.	0,296423	2,39704	6,38615	3,692687	2025	ТМ №6
10	Ангарск	040601	жил.	0,073545	0,594724	1,584453	0,916184	2025	ТМ №6
11	Ангарск	041401	жил., общ.	2,654125	21,46272	57,1806	33,06375	2031	ТМ №6
12	Ангарск	040803	комплексная застройка (жил./общ./дел.)	0,695454	5,623824	14,98289	8,663612	2031	ТМ №2
13	Ангарск	040203	общ.	0,166909	1,349718	3,595894	2,079267	2031	ТМ 3
14	Ангарск	040701	общ.	0,026003	0,210276	0,560213	0,323934	2025	ТМ 4.
15	Ангарск	040902	жил.	0,05918	0,47856	1,27497	0,737231	2025	ТМ 1
16	Ангарск	040503	жил.	0,007454	0,06028	0,160597	0,092863	2025	ТМ №6
17	Ангарск	040301	жил., общ.	0,257204	2,079893	5,541213	3,204116	2025	ТМ №6
18	Мегет	010105	жил.	0,079052	0,639257	1,703098	0,984789	2025	ТМ 6
ИТОГО				72,647926	8,786546	48,319174	129,7536		

1.4. Потребление тепловой энергии (мощности) объектами, расположенными в производственных зонах.

Основными предприятиями, потребляющими тепловую энергию на территории АГО, являются АО «АНХК» и АО «АЭХК».

Согласно Генеральному плану одним из ключевых направлений развития, заложенных в стратегических документах федерального, регионального и местного уровней является сохранение и расширение роли АГО как промышленного центра в химической и нефтехимической отраслях, в первую очередь, за счет расширения возможностей глубины переработки нефти и газа.

Направление обусловлено наличием обустроенной промплощадки на АО «АНХК», квалифицированных кадров и возрастающим спросом на продукты нефтепереработки на территории Восточной Сибири, Дальнего Востока и соседних стран. Один из проектов является создание производства по получению оксидов ниобия и тантала из колумбитовых концентратов с Зашихинского месторождения (Нижнеудинский район) на базе АО «Ангарский электролизный химический комбинат».

Генеральным планом предусмотрено сохранение существующих производственных зон на территории АГО. Перепрофилирование производственных зон не повлияет на потребление тепловой энергии промышленными предприятиями.

2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.

В соответствии с подпунктом «а» пункта 6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

Для систем теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания» в соответствии с п. 6 Требований к схемам теплоснабжения постановления Правительства № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схеме теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», радиус эффективного теплоснабжения определяется по методике приведенной в приложении № 40 Приказа № 212 от 05.03.2019 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Для систем централизованного теплоснабжения МУП АГО «Преобразование», (с. Одинск, д. Зуй) подключение новых потребителей нецелесообразно в связи с относительно малой мощностью источников тепловой энергии и сравнительно малой протяженностью тепловых сетей.

2.2. Существующие и перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

2.2.1.ООО «Байкальская энергетическая компания».

Городская станция ТЭЦ-9 расположена вблизи промышленной зоны АО «АНХК» и обеспечивает тепловой и электрической энергией объекты нефтехимической промышленности, а так же зоны жилой застройки города Ангарска и поселка Мегет.

Станция ТЭЦ-9 осуществляет теплоснабжение городом по тепломагистралям № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6.

Станция ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания» расположена южнее станции Совхозная ВСЖД и занимает земельный участок площадью 208,3 га. Станция ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания», в межотопительный период осуществляет горячеводоснабжение через тепломагистрали № 1/3, № 2, № 4 (МПФ) и № 5 (АПФ) следующих потребителей: кварталы Юго-Западного района г. Ангарска: 177,178, 179, 180, 181, 188, 192, 189, 208, 209, 207/210, «А», «Б», 221, 222, 225а, 225, 205, 206, 211, 212, 219, 220; мкр 4-й Новый, АО «АЭХК», ОАО «Тепличное» (по воде), п. Юго-Восточный, АПФ, МПФ, п.Мегет.

Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

2.2.2.ООО «Чистые ключи» (с.Савватеевка)

Зона действия системы теплоснабжения ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) условно может быть ограничена следующими улицами: Саватеевский тракт, Школьная и Полевая улицы, улица Мичурина. Источник тепловой энергии расположен в пределах улицы Мичурина. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

2.2.3.МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

Зона действия системы теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» условно расположена в границах улиц Победы и Школьной на территории села Одинск. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

2.2.4.МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

Зона действия системы теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» расположена в границах улицы Сибизмир и прилегающих территориях деревни Зуй. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

2.2.5.АО «АЭХК».

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

2.2.6.АО «АНХК».

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

Существующие и перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии.

На территориях АГО, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях – электроснабжения и индивидуальных котлов. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии.

На территории АГО функционирует 5 источников централизованного теплоснабжения:

а) станция ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»;

б) станция ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»;

в) котельная ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка);

г) котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск);

д) котельная МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории города на расчетный срок до 2031 года представлены в таблицах 14-19.

Таблица 14

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки станции Участок №1 ТЭЦ-9*

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/ч	675,84	675,84	675,84	675,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	675,84	675,84	675,84	675,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	Гкал/ч	Станция Участок №1 ТЭЦ-9 с 2016 года переведена в режим насосной станции											
то же в %	%												
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч												
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч												
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч												
Отопление и вентиляция	Гкал/ч												
ГВС	Гкал/ч												
Технология	Гкал/ч	105,39	105,39	105,39	105,39	-	-	-	-	-	-	-	-
ХОВ	Гкал/ч	7,08	7,08	7,08	7,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/ч	543,69	543,69	543,69	543,69								
	%	81,17%	81,17%	81,17%	81,17%								

Таблица 15

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-9

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50
Собственные нужды	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
то же в %	%	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	82,90	83,76	82,71	78,06	76,8	75,5	74,8	74,1	73,5	72,8	72,1	71,5
Отопление и вентиляция	Гкал/час	1132,85	1138,49	1140,95	1201,51	1209,58	1215,31	1221,80	1227,75	1234,13	1241,62	1248,85	1284,57
ГВС	Гкал/час	450,86	452,92	453,82	476,05	479,90	483,34	485,94	489,52	493,60	498,10	502,45	523,92
Технология (пар)	Гкал/час	107,71	107,71	107,71	107,71	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10
Нагрузка по горячей воде на техн. нужды АО «АНХК» (теплотрасса Г)	Гкал/час	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20
ХОВ	Гкал/час	7,66	7,66	7,66	7,66	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	343,10	324,54	309,42	256,47	141,03	140,79	118,99	119,14	118,21	115,56	113,41	60,03
	%	14,36	13,59	12,95	10,74	5,90	5,89	4,98	4,99	4,95	4,84	4,75	2,51

* в случае необходимости ТЭЦ-10 может обеспечить резерв тепловой мощности

Таблица 15.1

Показатели энергосбережения и энергетической эффективности муниципальных распределительных сетей Ангарского городского округа*

Устанавливаются следующие максимальные показатели энергосбережения и энергетической эффективности:

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Величина технологических потерь тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	27506,0	27305,0	27305,0	27305,0	27305,0	27278,0	27222,0	27144,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	9,79	9,72	9,72	9,72	9,72	9,71	9,69	9,67	9,64	9,64	9,64	9,64	9,64	9,64

* показатели относятся к перечню объектов, утвержденных постановлением администрации АГО от 01.08.2017 №1345-па и размещенных на официальном сайте АГО в разделе «Комитет по управлению имуществом» http://angarsk-adm.ru/administratsiya/struktura/kumi/kontsessiya/, а также на сайте www.torgi.gov.ru

Таблица 16

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки станции ТЭЦ-10

Наименование показателя	Ед.изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/ч	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00
Располагаемая мощность	Гкал/ч	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00
Собственные нужды	Гкал/ч	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57
то же в %	%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%	1,45%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Ед.изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	23,40	23,40	23,40	23,40	0	0	0	0	0	0	0	0
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Технология	Гкал/ч	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/ч	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03
	%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%	95,46%

Таблица 17

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/ч	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Располагаемая мощность	Гкал/ч	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Собственные нужды	Гкал/ч	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
то же в %	%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%	7,19%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,07	1,08	1,14	1,15	1,16	0,94	0,99	1,00	1,01	1,02	1,07	1,07	1,06
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	2,76	2,79	2,95	2,98	3,01	3,04	3,19	3,23	3,26	3,29	3,44	3,47	4,11
Резерв(«+») / Дефицит («-»)	Гкал/ч	1,50	1,46	1,24	1,20	1,16	1,35	1,15	1,10	1,06	1,02	0,82	0,78	0,16
	%	28,16%	27,35%	23,36%	22,55%	21,72%	25,25%	21,49%	20,71%	19,95%	19,17%	15,41%	14,71%	2,99%

Таблица 18

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Собственные нужды	Гкал/час	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
то же в %	%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%	3,12%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
Резерв(«+») / Дефицит («-»)	Гкал/час	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190
	%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%	35,57%

Таблица 19

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Собственные нужды	Гкал/час	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
то же в %	%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%	2,15%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231
Резерв(«+») / Дефицит («-»)	Гкал/час	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
	%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%	36,03%

3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для источников тепловой энергии, расположенных на территории АГО представлены в таблицах 20-23.

Таблица 20

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах системы теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания»

Показатель	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031
Объем системы	куб.м	85211	85211	86459	89447	92297	94345	96027	97707	100611	101747	106025	110301	119315
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	1896	1896	2000	2000	2000	2000	1500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативная утечка	куб.м/ч	217,38	217,38	220,5	227,96	235,08	240,22	244,42	248,62	255,88	258,72	269,42	280,1	302,64
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	2813,38	2813,38	2855,58	2703,88	1880,84	1168,64	944,42	948,62	955,88	958,72	969,42	980,1	1002,64
Аварийная подпитка	куб.м/ч	1739,02	1739,02	1763,96	1823,72	1880,72	1921,7	1955,32	1988,94	2046,98	2069,7	2155,28	2240,82	2421,08

Таблица 21

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	6,11	6,11	10,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативная утечка	куб.м/ч	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	42,37	42,37	47,23	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26
Аварийная подпитка	куб.м/ч	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06

Таблица 22

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МУП АГО «Преобразование» (Одинск)

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Аварийная подпитка	куб.м/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

Таблица 23

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МУП АГО «Преобразование» (Зуй)

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Аварийная подпитка	куб.м/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

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

4.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается.

В случае возникновения дефицита тепловой мощности станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания» предлагается рассмотреть вопрос задействования тепловой модернизациящности станции ТЭЦ-10.

4.2. Предложения по реконструкции, техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ООО «Байкальская энергетическая компания» для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок на рассматриваемый период не запланированы.

4.3. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии.

Планируется вывод из эксплуатации турбоагрегатов станции Участка № 1 ТЭЦ-9, представленных в таблице 24.

Таблица 24

Основные технические характеристики турбоагрегатов, предлагаемых к выводу из эксплуатации

Тип (марка) оборудования	Станционный номер	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч
ПТ-21-66/10	1	ТМЗ	1960	21	55
П-19-66/4.5	5	AEG	1952	19	74
Т-22-90	11	ЛМЗ	1955	22	54
Т25-90	12	ЛМЗ	1955	25	54

В результате вывода из эксплуатации указанного оборудования снижение тепловой мощности станции Участка №1 ТЭЦ-9 не произойдет, поскольку тепловая мощность выведенных из эксплуатации турбоагрегатов может быть полностью замещена имеющимися на станции редукционно-охладительными установками, что исключает возникновение угрозы прекращения или ограничения теплоснабжения потребителей.

Выработка тепловой энергии в горячей воде передана со станции Участка №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. Станция Участок №1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции. Передача выработки тепловой энергии в паре с со станции Участка №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 реализована в 2020 году.

В 2022 году выполнена реконструкция мазутной котельной в с. Савватеевка с установкой резервных угольных котлов в здании водоподготовки – установлеены два угольных котла КВм-2 по 2 Гкал/ч каждый.

4.4. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.

Данная информация указана в разделе «Перспективные топливные балансы».

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1. Строительство и реконструкция, тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Планируется строительство тепловой сети от станции ТЭЦ-10 к п. Малая Елань. Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм. Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона станции ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

5.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Для подключения перспективных потребителей точечной застройки и территорий комплесного освоения на перспективу до 2031 года Схемой теплоснабжения запланированы мероприятия по строительству новых тепловых сетей.

Мероприятия рассчитаны на основании моделирования перспективной системы теплоснабжения АГО в информационной системе Zulu. Мероприятия по строительству новых тепловых сетей, представленные в таблице 25.

Таблица 25

Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей точечной застройки на перспективу (тепловая система ООО «Байкальская энергетическая компания»)

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопленbt, Гкал/час	ГВС, Гкал/час	Вентиляцbz, Гкал/час	Общая, Гкал/ час	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	МКУ «СМХ»	Детская школа искусств на 150 мест, Иркутская область Ангарский городской округ, п. Мегет, пер. Школьный, участок 20	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:010108:39	0,371	0,033	0,421	0,825	500	125	125
2	ООО «Домстрой»	12-ти этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 93, с северо-западной стороны от пересечения ул. Карла Маркса и ул. 40 лет Октября	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040107:5259	0,162	0,178	0	0,34	14	80	80
3	ООО «Марлин»	Крытый фитнес клуб с выделенными спортивными зонами (бассейны) Иркутская область, г. Ангарск, мкр 31	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040702:11	0,31	0,82	0,26	1,39	40	100	100
4	ООО «Специализированный застройщик «Домстрой»	Многоквартирные жилые дома, Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, участок 1	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:137	0,264	0,147	0	0,411	850	80	80
5	Сарсенбаева Светлана Павловна	Нежилые здания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 215, стр. 5, 7	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:33 38:26:040302:71	0,25765	0,004968	0	0,262618	25	50	50
6	Гаранина Анастасия Рамильевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, пер.Пожарный, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:800	0,006	0,007	0	0,013	150	50	50
7	МУП АГО «Ангарский Водоканал»	Производственное здание цеха эксплуатации сетей водоснабжения (реконструкция), Иркутская область, г. Ангарск, квл 79, стр. 2/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040103:795	0,0605	0,0204	0,0579	0,1388	50	5	5
8	Селезнев Константин Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, дом 62	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:307	0,02	0,0048	0	0,0248	40	32	32
9	Бочкова Татьяна Анатольевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:203	0,0052	0	0	0,0052	20	32	32
10	Кунц Владимир Михайлович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, смежно с северо-западной стороны с участком по ул. Огарева, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:634	0,0072	0,0036	0	0,0108	10	32	32
11	ООО «Специализированный застройщик «Современник»	Группа жилых зданий секционного типа со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями. 2 этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040403:10260	0,334	0,508	0	0,842	150	100	100

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	Израйлева Марина Мунаваровна	Здание похоронного бюро, Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, участок 51	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:545	0,0722	0,03528	0,0488	0,15628	150	50	50
13	Темит Евгений Андреевич, ООО «Специализированный застройщик «Новый дом»	9 этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 192	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040502:266	0,48969	0,2298	0,2298	0,94929	100	100	100
14	ООО «Орион»	Группа жилых домов, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 6а, участок 30	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040201:7161	0,0762	0,0588	0	0,135	100	50	50
15	УАиГ администрации АГО	ЗАГС, Иркутская область, г. Ангарск, на пересечении ул. Зурабова и ул. Троицкой	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:6968	0,3	0	0	0,3	30	50	50
16	ООО «Специализированный застройщик «Алые паруса»	Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, в 40 метрах западнее пересечение ул. Космонавтов и ул. Алешина	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040701:57	0,794	0,657	0,083	1,534	80	100	100
17	Рябцовская Лариса Григорьевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:199	0,012	0,0048	0	0,0168	9	32	32
18	МБУ дополнительного образования «Спортивная школа олимпийского резерва «Ангара»	Физкультурно-оздоровительный комплекс Иркутская область, г. Ангарск, квартал 71, в 414 метрах северо-западнее пересечения ул. Горького и ул. Ворошилова	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:2514	0,24	0,09	0,214	0,544	3	80	80
19	Мосин Владимир Александрович	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое Кольцо, участок 72	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:310	0,00969	0	0	0,00969	10	32	32
20	ГУФСИН России по Иркутской области	Многоквартирный 9 этажный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, в 146 метрах к юго-востоку от жилого дома 16 квл 219	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:140	0,420636	0,54672	0	0,967356	350	80	80
21	Рудин Александр Евгеньевич	Магазин Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старица, ул. Новоселовская, участок 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2855	0,027	0	0	0,027	85	32	32
22	Шец Татьяна Ивановна	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Цеховая, дом 14	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:17	0,027339	0,001992	0	0,029331	115	32	32
23	Седин Вячеслав Николаевич	Магазин с закусочной Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, ул. Советская, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:7037	0,047	0	0	0,047	70	32	32
24	МКУ «СМХ»	Ощеобразовательная школа на 725 мест Иркутская область, г. Ангарск, мкр 32, участок № 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040703:4105	0,864	0,438	1,04	2,342	130	150	150
25	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Рейн Форест»	Завершение строительства объектов незавершенного строительства Иркутская область, г.Ангарск, мкр 32, в 12 метрах северо-западнее жилого дома 8	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:119	0,2214	0,2154	0	0,4368	30	80	80
26	Шевченко Мелитина Цзиминовна	Жилой дом, совмещенный с рестораном «Фо-Дзинь», Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Северный, ул. Трудовых резервов, дом 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:92	0,01848	0	0	0,01848	80	32	32
27	ООО «Автосалон»	Общественно деловое здание с гаражом Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22, стр. 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040403:117	0,0283	0,0016	0	0,0299	30	32	32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28	Апарин Александр Валерьевич	Гаражи для хранения легкового транспорта Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, в 58 метрах на северо-запад от территории ГСМ-500	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:532	0,5308	0	0	0,5308	60	80	80
29	Боровков Олег Анатольевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старо Байкальск, пер. Охотский, участок 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:52	0,02767	0,00054	0	0,02821	60	32	32
30	Федоткина Наталья Геннадьевна	Административное (нежилое) здание с объектами СКБ (магазин): Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040303:642	0,107	0,018	0,101	0,226	90	50	50
31	Казьмин Сергей Алексеевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, город Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, ул. Лобачевского, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4116	0,0084	0	0	0,0084	60	32	32
32	Тодоров Илья Васильевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, пер. Муромский, дом 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4110	0,0133	0	0	0,0133	60	32	32
33	ООО «Орфей»	Кафе «Аллея Любви», Иркутская область, г. Ангарск, квл 71, участок 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:79	0,03	0	0	0,03	130	32	32
34	ООО «Комильфо»	Кафе «Феникс», Иркутская область, г. Ангарск, мкр 7, строение 8а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:4	0,037	0	0	0,037	160	50	50
35	Индивидуальный предприниматель Турлаев Алексей Викторович	Гаражи, Иркутская область, г. Ангарск, в районе автокооперативов «Южный» и «Сигнал»	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:11	0,1378	0	0	0,1378	180	40	40
36	УАиГ администрации АГО	Многоквартирный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, микр 32, участок 25	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:4958	0,11	0	0	0,11	30	40	40
37	Добрынин Сергей Иванович	Магазин-кафе «Бриз» Иркутская область, г. Ангарск, мкр 17, дом 25	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040404:159	0,0067	0	0	0,0067	30	32	32
38	ГСК «Лесник»	Гаражи ГСК «Лесник», Иркутская область, г. Ангарск	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:186	0,2481	0	0	0,2481	10	50	50
39	Суковых Виктория Геннадьевна	Иркутская область, г.Ангарск, мкр Юго-Восточный, квл 10, дом 9	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041406:0024	0,0494	0,00492	0	0,05432	20	32	32
40	ООО «ССР»	Здание материального склада Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Связи, строение 1а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041002:35	0,0351	0	0	0,0351	120	32	32
41	Кузнецов Вячеслав Степанович	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:197	0,0114	0,00117	0	0,01257	10	32	32
42	Суркова Юлия Викторовна	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 12.	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:216	0,0103	0	0	0,0103	7	32	32
43	Сергеев Александр Валерьевич	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Соликамская, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:446	0,00918	0	0	0,00918	15	32	32
44	Печура Дмитрий Гавриилович	Здание кузнечно-столярного цеха, Иркутская область, г. Ангарск, мкр.Байкальск, ул.Б.Хмельницкого, 36/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:0005	0,017	0	0	0,017	5	32	32
45	Шунова Мария Романовна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:442	0,028216	0,002308	0	0,030524	7	32	32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
46	Смольников Александр Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. Кооперативный, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:0014	0,0147	0	0	0,0147	25	32	32
47	Каранин Алексей Иванович	АЗС, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 14, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:78	0,0161	0	0	0,0161	100	40	40
48	МКУ «СМХ»	Дополнительный блок МБОУ «СОШ № 39» на 575 учащихся, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:32, 38:26:040401:8778, 38:26:040401:8685	0,979	0,456	0,481	1,916	110	125	125
49	Волкова Наталья Александровна	Производственный цех., Иркутская область, г. Ангарск, квл 1, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040101:608	0,0336	0	0	0,0336	30	32	32
50	Воронов Дмитрий Олегович	Автомойка, Иркутская область, г. Ангарск, квл 108	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040106:1396	0,0356	0	0	0,0356	20	32	32
51	УАиГ администрации АГО	Корпус инфекционной больницы на 150 коек, Иркутская область, г. Ангарск, в 35 м к югу от пересечения Ленинградского проспекта и ул. Преображенская	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040301:95, 38:26:040301:1131, 38:26:040301:1132, 38:26:040301:1133	0,511	0,467	1,522	2,5	150	650	650
52	Каранин Алексей Иванович	Нежилое здание с кадастровым номером, Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, участок 4в	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:000000:6166	0,161	0	0	0,161	90	50	50
53	Кручек Наталья Валерьевна	2-этажное кирпичное нежилое здание с подвалом, общая площадь 505,3 кв.м, Иркутская область, г. Ангарск, квл 225 а, дом 3	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040503:51	0,023	0	0	0,023	3	32	32
54	Гафыкин Антон Александрович	База ЗЖБИ-2, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, Первый промышленный массив, квл 16, земельный участок 24	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041203:101	3,56	0,119	0,257	3,936	45	150	150
55	Шагдарова Индира Валерьевна	Складское помещение, Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив, квл 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041201:53, 38:26:041201:54	0,7	0	0	0,7	75	80	80
56	Черняков Андрей Анатольевич	Многофункциональный комплекс, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, участок 4а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2870	0,229	0,0629	0,4	0,6919	13	80	80
57	УАиГ Администрации АГО	Детская поликлиника, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 33, участок 23	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040703:4460	0,6	0	0	0,6	5	80	80
58	УАиГ Администрации АГО	Корпус инфекционной больницы, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Иркутская, участок 54	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040902:2700	0,81	0,26	0,43	1,5	80	125	125
59	АО «Стройкомплекс»	Общественное здание, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, земельный участок 50	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040701:2879	0,1	0,016	0	0,116	100	50	50
60	ООО «Свит»	Магазин «Южанка» Иркутская область, г. Ангарск, Южный массив, мкр Юго-Восточный, квл 10, строение 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:041406:76	0,0196	0,0924	0,0132	0,1252	30	50	50
61	УАиГ Администрации АГО	Объект общественного питания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 256-й, ЗУ1-6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040303:387	0,058	0,11	0	0,168	550	50	50
62	ООО «СЗ «Молодежный»	Здания жилого секционного типа со встроенными нежилыми помещениями Иркутская область, г. Ангарск, мкр 29	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040802:47	0,207	0,2254	0	0,4324	60	80	80
ИТОГО				14,920451	5,841798	5,5587	26,320949	5761		

Таблица 26

Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу
(система ООО «Байкальская энергетическая компания» 2019-2031 гг.)

Номер обобщенного потребителя в электронной модели	Кадастровый квл	Тип застройки (жил./общ./дел.)	Подключаемая нагрузка, Гкал/ч				Период подключения	Место подключения (магистральный участок)	Длина	Диаметр подающего, м	Диаметр обратного, м
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	040702	комплексная застройка (жил., общ., дел.)	8,285	1,212	6,135	15,632	до 2030	ТМ №4	2456,2	0,2 0,15 0,125 0,1 0,08 0,065 0,05	0,2 0,15 0,125 0,1 0,08 0,065 0,05
2	040304	жил., общ.	2,995	0,426	2,062	5,483	2025	ТМ №4	800	0,3	0,3
3	040303	жил., общ.	2,29415	0,326313	1,579478	4,199941	2031	ТМ №5	771.58	0,3	0,3
4	040403	жил.	0,474794	0,038113	0,308204	0,821111	2025	ТМ №5	122.22	0,15	0,15
5	040703	жил.	2,918198	0	2,009123	4,927321	2025	ТМ №4	230.13	0,2	0,2
6	040701	жил.	1,093604	0,087787	0,709893	1,891283	2025	ТМ №4, общ.,дел.- ТМ №6	134.64	0,2	0,2
7	040703	общ.,дел.	0,428747	0,060984	0,295184	0,784915	2031	ТМ №4	100	0,1	0,1
8	040502	Торговый центр	0,4	2,32	0,324	3,044	2025	ТМ №6	108.41	0,15	0,15
9	040302	жил.	3,692687	0,296423	2,39704	6,38615	2025	ТМ №6	40.81	0,3	0,3
10	040601	жил.	0,916184	0,073545	0,594724	1,584453	2025	ТМ №6	200	0,25	0,25
11	041401	жил., общ.	33,06375	2,654125	21,46272	57,1806	2031	ТМ №6	3000	0,5	0,5
12	040803	комплексная застройка (жил., общ., дел.)	8,663612	0,695454	5,623824	14,98289	2031	ТМ №2	826.83	0,3	0,3
13	040203	общ.	2,079267	0,166909	1,349718	3,595894	2031	ТМ 3	707.62	0,3	0,3
14	040701	общ.	0,323934	0,026003	0,210276	0,560213	2025	ТМ 4.	288.63	0,1	0,1
15	040902	жил.	0,737231	0,05918	0,47856	1,27497	2025	ТМ 1	322.52	0,2	0,2
16	040503	жил.	0,092863	0,007454	0,06028	0,160597	2025	ТМ №6	320	0,2	0,2
17	040301	жил., общ.	3,204116	0,257204	2,079893	5,541213	2025	ТМ №6	1741.11	0,3	0,3
18	010105	жил.	0,984789	0,079052	0,639257	1,703098	2025	ТМ 6	334.6	0,2	0,2
ИТОГО			72,647926	8,786546	48,319174	129,7536			6876,2		

5.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.

Замена участков тепловой сети, вырабатывавших свой ресурс, напрямую влияет на эффективность функционирования системы теплоснабжения. Ввиду чего мероприятия, представленные в таблице 27, связаны в первую очередь с заменой трубопроводов.

Администрацией Ангаркого городского округа запланирована реализация мероприятий по замене трубопроводов тепловых сетей. Период реализации 2023-2031 годы.

Мероприятия по строительству или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения представлены в таблицах 27 и 28.

Таблица 27

Мероприятия по строительству тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y, мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Байкальская энергетическая компания»	Установка насосного оборудования для транспорта обратной сетевой воды по ТМ №1 на ТЭЦ-9	600	100	ППМ	Надземная	2018
	Строительство двух паропроводов Ду 400 протяженностью 4590 м	400	4590	ППМ	Надземная	2018
	Строительство паропровода Ду 350 протяженностью 4655 м	350	4655	ППМ	Надземная	2019
	Строительство конденсатопровода Ду 300 протяженностью 2604 м	300	2604	ППМ	Надземная	2020
	Паропровод от Котельной №1 до хлебозавода АО «Каравай»	65	170	Мин. мат	Надземная Подземная	2024
Администрация Ангарского городского округа	Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Северный, ул. Лазо (строительство ЦТП 7 Гкал/час)	200	30	ППМ	Надземная/ Подземная	2026
	Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Северный, ул. Мичурина (строительство ЦТП 7 Гкал/час)	200	30	ППМ	Надземная/ Подземная	2026

Таблица 28

Мероприятия по перекладке тепловых сетей на территории АГО

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляцион ный материал	Тип прокладки
1	2	3	4	5	6	7
Администрация Ангарского городского округа	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т, ул. Северная от ТК-34 ул. Республиканская до ТК-16 ул.Северная	2025	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Хлебозаводская, сооружение 7т, от ТК-1 до ТК-7 ул. Хлебозаводская	2025	100	350	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети . г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т., от ТК-33 до ТК-34 ул. Республиканская, мкр. Северный	2026	100	55	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, пр. Карла Маркса, сооружение 1т	2026	200	44,3	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Володарского, сооружение 13т, от ТК-20А до ТК−6 ул. Володарского, мкр. Байкальск	2026	150	470	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Володарского, сооружение 13т, от ТК-20А до ТК−6 ул. Володарского, мкр. Байкальск	2026	32	30	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 43т, ул. С.Лазо от ТК-5 (новая между ТК-5 и ТК-6) до жилого дома № 33 ул.Т.Резервов	2026	50	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Старо-Байкальск, ул. Володарского, сооружение 8т, от ТК-2 ул. Володарского до УТ-2 ул. Кулибина	2027	100	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Смоленская, сооружение 19т, ул. Можайская от ТК-39 до пересечения с ул. Северная	2027	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	65	210	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	50	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	32	50	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Нахимовская, сооружение 21т, ул. Неверова от ТК-4 до ТК-8	2028	50	92	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Боткина, сооружение 24т, от ТК-7 ул. 40 лет Октября, до ул. Боткина	2028	100	168,01	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-20, ул. Трудовых резервов до жилого дома № 3 ул. Нахимовская	2029	50	200	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Смоленская, сооружение 19т, ул. Можайская от ТК-39 до пересечения с ул. Профсоюзная	2029	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Кольцевая, сооружение 3т, от ТК-2б до ТК-2 ул. Писарева	2029	100	60,2	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Микрорайон Майск, от ТК-19 по ул. Тельмана до ТК-29 по ул. Гастелло, сооружение 1т, участок тепловой сети от ТК-19 до НО в сторону ТК-27	2029	150	167	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 40т, ул. Мичурина от ТК-9 ул. С.Лазо до жилого дома № 16 ул. Мичурина	2030	65	140	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 ул. Мичурина до жилого дома № 33 ул. Покрышкина	2030	50	110	ППМ	Подземная

1	2	3	4	5	6	7
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Г. Ангарск, мкр Майск, от ТК-19 по ул. Тельмана до ТК-29 по ул. Гастелло, сооружение 1т, участок тепловой сети от НО перед ТК-27 до ТК-30	2030	150	167	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Ангарская, сооружение 3т, ул. Ангарская от ТК-8 ул. Мичурина до жилого дома № 2а	2031	50	180	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Песчаное Кольцо, сооружение 6т, от ТК-11а до ТК-1 ул. 40 лет Октября	2031	100	149,5	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от жилого дома № 1 до т.А (этап №1)	2025	100	120	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от т. А до ТП-3 (этап №2)	2026	100	118	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от ТП-3 до т. Б (этап №3)	2027	125	122	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от т. Б до ТП-1 (этап №4)	2028	125	120	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от НО-25 до ТК-1, ТК-2 (теплотрасса на жилой дом № 1), этап № 5.	2028	200	200	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от ТК-2 до ТП-1 (теплотрасса на жилой дом №1), этап № 6.	2027	200	163	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	150	187,5	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	100	50	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	80	67	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	65	125	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2028	150	158	ППМ	Подземная

1	2	3	4	5	6	7
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2029	125	308	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	100	175	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	50	110	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	40	35	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	32	40	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2031	80	165	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2031	65	130	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-16 до жилого дома № 19 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2024	57	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-10 до ТК-9а ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2024	57	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 49т, ул. С.Лазо от ТК-7 до жилого дома № 18	2024	57	96,5	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Серова, сооружение 29т, от ТК-8 до жилого дома № 2 ул. Серова, мкр Байкальск	2024	57	95	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Серова, сооружение 29т, от ТК-8 до жилого дома № 2 ул. Серова, мкр Байкальск	2024	38	25	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т, от ТК-16 ул. Северная до ТК-13 ул. Ключевская	2025	57	141	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	57	117	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	32	11,5	ППМ	Подземная

1	2	3	4	5	6	7
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	32	161,7	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ломоносова, от ТК-4 до ТК-24 ул. Коминтерна, мкрБайкальск	2026	76	260	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ломоносова, от ТК-4 до ТК-24 ул. Коминтерна, мкр Байкальск	2026	38	65	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, ул. Т.Резервов от ТК-5 ул. С.Лазо до ТК-20 ул. Нахимовская	2027	89	250	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ворошилова, сооружение 17т, от ТК-2а до жилого дома № 50 ул. Ворошилова	2027	57	105	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ворошилова, сооружение 17т, От ТК-2а до жилого дома № 50 ул. Ворошилова	2027	38	30	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	89	310	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	57	110	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	38	50	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	89	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	76	90	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	57	75	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, пер Кольский, сооружение 13т, от УТ-2 ул. Кулибина до жилого дома № 6 пер. Кольский, мкр Байкальск	2029	76	120	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, микрорайон Старо-Байкальск, пер. Кольский, сооружение 13т, от УТ-2 ул. Кулибина до жилого дома № 6 пер. Кольский, мкр Байкальск	2029	38	40	ППМ	Подземная

1	2	3	4	5	6	7
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	89	130	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	76	70	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	57	135	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	38	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Новая, сооружение 6т, от ТК-2А ул. Новая до жилого дода № 5 ул. Попова, мкр Байкальск	2031	76	115	ППМ	Подземная
ООО «Чистые ключи» (Савватеевка)	Модернизация участка тепловой сети с. Савватеевка	2023	150	488	ППМ	Подземная

5.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Мероприятия для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок представлены в таблицах 29, 29.1 и 30.

Таблица 29

Мероприятия ООО «Байкальская энергетическая компания» для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок (продолжение)

Наименование объекта	Характеристики
Участок теплотрассы № 2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № ИЭ303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК44 до ТК2-2а ул.Чайковского	L=250м., Ду400мм
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12 от ТК-43 до ТК-1а. (Участок тепловой сети в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17)	L=134,2м., Ду400мм
Теплотрасса № 3 от ТЭЦ-9. Реконструкция ул. Блудова от ул. Желябова. ул. Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул.50 лет ВЛКСМ от от 39 до ТК-44, ул Желябова от ТК-44 до ТК-45	L=530м., Ду300мм; L=590м., Ду200мм
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова	L=10,6м., Ду100мм L=129,3м., Ду80мм L=105,7м., Ду50мм L=46,6м., Ду40мм
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл 86 (переход через ул. Ворошилова)	L=47,7м., Ду200мм
Теплосеть от ТК-23 ул. Чайковского до дома № 3 квл 92 (переход через ул.Чайковскогого)	L=56м., Ду200мм
Теплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2 Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение ТМ № 2 забора ТЭЦ-1 до узла 5Г	L=625м., Ду600мм
Теплосеть квл 93 Инв.№ 3030101. Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 квл 93. Техническое перевооружение	L=77м., Ду200мм
Теплосеть по ул. Горького от ТК4 до здания АБК СМУ-5 от ТК-А по ул. Горького до строения СМУ-1. Инв. № ИЭ3030034. Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	L=211м., Ду250мм; L=19м., Ду200мм; L=197м., Ду100мм;
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81 (Инв. № 3010039)	
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12а от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка тепловой в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17	L=160м.п., Ду400мм; L=130м.п., Ду400мм
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 м.п., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711,33 м.п, воздушной прокладки на опорах 11994,17 м.п.- Тепломагистраль № 2 станции ТЭЦ-10. Участок от станции ТЭЦ-10 до ТК-23Б Ленинградского проспекта	L= 120м.п., Ду600мм
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул. Чайковского магистральной теплосети № 2 от станции ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы № 2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	L= 40м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ тепловым сетям г. Ангарска	АСДУ по 3 насосным.
Магистральная теплотрасса № 2 станции ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК-11а на ул. 40 лет Октября (участок от Н-3 до Н-6)	L = 1200м.п., Ду200мм; L = 590м.п., Ду40-100мм;
Теплосеть по ул Чайковского от ТК-10 ул К.Маркса до ТК-43 ул Чайковского. Инв. № 303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского.	L= 370м.п., Ду500мм
Участок теплотрассы №3 от ТК 27 на ул.Коминтерна до дома №11, мкр 6. Инв. № ИЭ3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жил. дома № 2 мкр 6	L= 63м.п., Ду200мм

Наименование объекта	Характеристики
Теплосеть по пер. Сстроительный. Инв. № ИЭ3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул.Ярополова	L= 79,5м.п., Ду250мм
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217.	L= 22 м.п., Ду600мм; L= 210 м.п., Ду100мм; L= 39 м.п., Ду80мм; L= 241 м.п., Ду57мм;
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные теплосети квл 189, Б, 207/210, 221, 222, 225а. Инв. № ИЭ3030576. Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная	L= 341м.п., Ду200мм
Тепломагистраль № 1 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-5 Ленинградского проспекта. Инв. № ИЭ3030602. Техническое перевооружение участка по ул. Бульварная от ТК-2а до ТК-5	L= 740м.п., Ду400мм
Теплосеть РМЗ-МАЙСК от ТК 31 до ТК 115 Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы	L= 267м.п., Ду450мм
Участок теплотрассы № 5 от УТ-1 на Ангарском просп. до УТ-8 на ул. Декабристов. Инв. № ИЭ3030166. Участок от УТ-2 до УТ-3 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	L= 148м.п., Ду700мм
Автоматическая система диспетчерского управления АСДУ НПС-6. Инв. № ИЭТ09_3041257. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №1Б ул.Кирова 55 Инв. № ИЭ3010023. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Информационноизмерит.подсистема диспетчерского управления НПС-5А. Инв. № ИЭ3010026. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №2 (в районе молокозавода). Инв. № ИЭ3010002. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Смесительная подкачивающая насосная станция СПНС-1. Инв. № ИЭ3010040. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание ЦТП г.Ангарск пос.Китой, ул.Гагарина, строение 2А. Инв. № ИЭ3010036. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание сетевой насосно-перекачивающей станции №4 (ул.К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание бойлерной (электрокотельная). Инв. № ИЭ9110028. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосной подкачивающей станции п.Мегет,ул. Некрасова,строение 81 Инв. № ИЭ3010039. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Модернизация. Монтаж канала передачи данных НПС-7 с интеграцией в существующую АСДУ УТС.	
Теплосеть РМЗ-МАЙСК от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	L= 155м.п., Ду450мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикв. теплосети квл А, 192, 205, 206, 211, 212, 219, 220. Инв. № ИЭ3030565. Техническое перевооружение. Участок на Ленинградском проспекте от ТК-309 до ТК-246	L= 223,5м.п., Ду400мм
Участок теплотрассы № 1 ТЭЦ-1 от ТК 4 до ТК 48 по пр.К.Маркса. Инв. № ИЭ3030010-1. Техническое перевооружение участка от ТК-38б до ТК-7 квл 59	L= 41м.п., Ду125мм
Теплосеть по ул Чапаева. Инв. № ИЭ3030009. Техническое перевооружение участка от ТК-20 ул. Матросова до ТК-21 ул. Мичурина	L= 70м.п., Ду200мм
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2 Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение участка от ТК-35 до ТК-31	L= 345м.п., Ду500мм
Теплосеть мкр Северный (квартальные теплосети) Инв. № ИЭ3030122. Техническое перевооружение участка от ТК-23 до ТК-10 ул. Мичурина	L=335м., Ду200мм; L=199м., Ду150мм; L=311м., Ду100мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные теплосети кварталов 177-182, 188, 192 (Инв. №ИЭ3030595). Техническое перевооружение участка от ТК-186 до ТК-53 по ул. Энгельса	L= 361м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение участка от ТК-А по ул. Социалистическая до ТК-214 по пр. Ленинградский.	L= 100м.п., Ду400мм
Техническое перевооружение перемычки в теплосети от тепломагистрали № 3 от ТЭЦ-10	L= 30м.п., Ду500мм
Теплосеть по пр. Ангарскиму (инв.№ ИЭ3030344). Техническое перевооружение перемычки в УТ-6 на Ангарском проспекте	L= 10м.п., Ду500мм
Теплосеть по пр. Ангарскому (инв.№ ИЭ3030344). Монтаж секционирующей арматуры в УТ-13 на Ангарском проспекте	Ду700мм
Реконструкция теплотрассы №4 по ул.Декабристов от ТК-1 на Ангарском проспекте до ТК-1 на ул.Социалистической (переход через ул. Космонавтов)	L= 80м.п., Ду500мм

* мероприятия относятся к перечню объектов, утвержденных постановлением администрации АГО от 01.08.2017 №1345-па и размещенных на официальном сайте АГО в разделе «Комитет по управлению имуществом» http://angarsk-adm.ru/administratsiya/struktura/kumi/kontsessiya/, а также на сайте www.torgi.gov.ru.

Таблица 29.1

Мероприятия для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок

Наименование объекта	Характеристики
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТК-1 до жилого дома № 1	
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от жилого дома №1 до т.А (техническое перевооружение)	L трассы =120 м, Ду=100 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от т.А до ТП-3 (техническое перевооружение)	L трассы =118 м, Ду=100 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТП-3 до т.Б (техническое перевооружение)	L трассы =122 м, Ду=125 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от т.Б до ТП-1 (техническое перевооружение)	L трассы =120 м, Ду=125 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТП-1 до ТК-2 (техническое перевооружение)	L трассы =142 м, Ду=200 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТК-2 до ТК-1 (техническое перевооружение)	L канала =150 м, Ду=200 мм

* мероприятия относятся к перечню объектов, утвержденных постановлением администрации АГО от 01.08.2017 № 1345-па и размещенных на официальном сайте АГО в разделе «Комитет по управлению имуществом» http://angarsk-adm.ru/administratsiya/struktura/kumi/kontsessiya/, а также на сайте www.torgi.gov.ru.

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

В ходе моделирования перспективы развития системы теплоснабжения Ангарска (в электронном вычислительном комплексе Zulu) были выявлены участки тепловых сетей с недостаточной пропускной способностью.

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей точечной застройки и территорий комплесного освоения на перспективу до 2031 года Схемой теплоснабжения запланированы мероприятия по реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов, представленые в таблице 30.

Таблица 30

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

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	(существующий) Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	(новый) Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал
ООО «Байкальская энергетическая компания» (ТЭЦ №9)	Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. № ИЭ3030125). Учсток от павильона 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 380 до ТРП-1	2022-2024	500	800	1113	Мин. мат
	Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. № ИЭ3030125). Участок от павильона 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 287 до павильона 380.	2024-2029	500	800	1118	Мин. мат
	ТМ № 4 от ТЭЦ-9 до П-287	2028-2033	600	800	1100	Мин. мат
	ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от Н.О 470 до ТК 1б (ул. Бульварная)	2029-2034	500	800	1238	ППМ
	ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ №10) от ТК-1б до ТК-309	2028-2031	400	600	1238	ППМ
	ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ №10) от П 4/1 до ТК-13а (со строительством насосной)	2031-2035	250	500	595	ППМ
	ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от павильона 3 до павильона 5	2024-2027	400	500	397	Мин. мат
	ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от точки А до НПС п. Мегет	2023-2026	200	300	1090	Мин. мат
	ТМ № 5 от УТ-8 (ул. Декабристов) до УТ-15 (ул. Декабристов)	2024-2028	600	700	946	ППМ

5.6. Перевод потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС

5.7. В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей и ИТП, направленные на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 10 ФЗ от 07.12.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

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

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

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия источников тепло-

вой энергии, принципиально может быть осуществлена двумя способами:

устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС;

установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

Устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС в квлах сложившейся застройки не рассматривается в связи с рядом технических трудностей:

а) выделение земельного участка для нового строительства ЦТП в зоне сложившейся застройки;

б) необходимость инженерного обеспечения нового ЦТП (подвод холодного водоснабжения, канализации, электроснабжения, телекоммуникаций и пр.);

в) необходимость перекладки тепловых сетей после ЦТП и организация четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций;

г) реконструкция существующих ИТП потребителей.

В зоне действия источников тепловой энергии МО Ангарский ГО находится 6500 тепловых вводов, для которых следует оборудовать индивидуальные тепловые пункты.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей, обеспечивающихся горячей водой от этих вводов предлагается организация закрытой схемы ГВС с установкой теплообменников на ГВС.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществлять с 2018 по 2021 годы.

Удельные затраты на организацию закрытой схемы ГВС потребителей определены исходя из зависимости, приведенной на рисунке 1.

Рисунок 1. Удельные затраты на организацию закрытой ГВС в ИТП потребителей

Затраты на организацию закрытой ГВС в зоне действия источников тепловой энергии приведены в таблице 32.

График перевода потребителей тепловой энергии на закрытую схему присоединения систем ГВС приведены в таблице 31. Зоны строительства ИТП представлены на рисунках 2 и 3.

Таблица 31

Результаты основных технических решений по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС

Зона строительства ИТП	2018	2019	2020	2021
Зона I (Мегет, мкр Юго-восточный, Южный массив, с. Савватеевка)	+			
Зона II (юг Ангарского ГО)		+		
Зона III (центральная часть Ангарского ГО)			+	
Зона IV (север Ангарского ГО)				+

Капитальные вложения в реализацию мероприятий приведены в таблице 32. Полная сметная стоимость этой группы проектов составит 975 млн. руб в ценах 2016 года без НДС. Проекты должны быть реализованы в течение 2018-2021 гг.

Таблица 32

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС (в ценах 2016 г. без НДС)

Зона проведения мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем	Количество тепловых вводов	Год проведения мероприятий	Капитальные вложения в реализацию мероприятий, тыс. руб. (цены 2016 г., без НДС)
Зона I (Мегет, мкр Юго-восточный, Южный массив, с. Савватеевка)	599	2018	89850,00
Зона II (юг Ангарского ГО)	1911	2019	286650,00
Зона III (центральная часть Ангарского ГО)	1749	2020	262350,00
Зона IV (север Ангарского ГО)	2241	2021	336150,00

Рисунок 2. Зоны строительства ИТП на территории МО АГО

Рисунок 3. Зона строительства ИТП на территории с. Савватеевка (продолжение зоны 1)

6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

При расчете перспективных топливных балансов были учтены мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них.

В таблицах 33-37 представлены годовые расходы топлива по источникам на территории АГО.

Таблица 33

Топливный баланс станции Участок № 1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	224,78	201,595	198,663	215,321	146,435	Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 прекращает выработку электроэнергии в соответствии со Схемой и Программой развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы, утвержденными указом губернатора Иркутской области от 23.07.2015 № 179-уг						
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	96,47	90,219	92,117	94,032	84,929							
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	128,31	109,375	106,546	121,289	61,506							
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	1393,32	1440,303	1460,178	1554,243	1300,329							
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	662,15	786,05	759,32	712,70	754,17							
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	84,96	85,974	80,902	86,443	46,386							
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	168,41	168,80	167,32	166,83	189,13							
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	234,65	243,121	244,311	259,299	241,816							
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	319,61	329,095	325,213	345,742	288,202							
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	474,046	493,520	480,624	534,233	440,911							
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	0,19	0,12	0,12	0,14	0,13							

Таблица 34

Топливный баланс станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	1771,462	2017,391	1985,742	1881,954	1753,619	1790,023	2021,001	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	305,453	333,059	346,636	339,383	348,404	393,370	401,703	402,064	392,135	392,135	392,135	392,135
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	1466,009	1684,332	1639,107	1542,571	1405,215	1396,653	1619,298	1588,751	1598,680	1598,680	1598,680	1598,680
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	4135,730	4152,312	4396,672	4567,775	4670,047	6157,824	5768,992	5678,24	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	311,26	326,40	339,54	330,23	337,15	338,04	345,19	346,03	349,48	349,48	349,48	349,48
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	456,314	549,762	556,537	509,405	473,775	472,128	558,964	549,759	558,714	558,714	558,714	558,714
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	140,43	143,30	146,24	144,01	148,17	151,74	153,91	152,60	152,60	152,60	152,60	152,60
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	580,786	595,041	642,962	657,796	691,942	934,399	887,900	903,536	866,481	866,481	866,481	866,481
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	1037,100	1144,803	1199,499	1167,201	1165,717	1406,527	1446,864	1453,295	1425,196	1425,196	1425,196	1425,196
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1678,186	1848,463	1920,62	1866,483	1821,387	2326,22805	2439,673	2408,264	2361,653289	2361,653289	2361,653289	2361,653289
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,140	1,012	1,108	1,246	1,069	1,153	1,414	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154

Таблица 35

Топливный баланс станции ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	2487,375	3103,994	4134,777	3756,798	3126,302	2991,474	4581,094	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	246,650	300,415	399,064	368,768	332,048	321,313	407,528	441,429	444,158	444,158	444,158	444,158
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	2240,725	2803,579	3735,713	3388,031	2794,254	2670,162	4173,565	4036,830	4034,101	4034,101	4034,101	4034,101
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	482,466	472,883	498,763	426,241	366,973	334,704	441,515	375,973	430,660	430,660	430,660	430,660
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г у.т./кВт.ч	382,18	385,51	386,23	392,12	407,14	415,17	394,06	398,41	397,73	397,73	397,73	397,73
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	856,351	1080,821	1442,846	1328,521	1137,656	1108,583	1644,626	1608,330	1604,497	1604,497	1604,497	1604,497
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг у.т./Гкал	158,02	157,94	156,79	159,12	167,81	174,90	159,68	166,55	166,55	166,55	166,55	166,55
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	76,238	74,688	78,199	67,824	61,582	58,539	70,499	63,124	71,728	71,728	71,728	71,728
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	932,589	1155,509	1521,045	1396,345	1199,238	1167,122	1715,125	1671,454	1676,225	1676,225	1676,225	1676,225
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1547,504	1912,592	2517,5	2238,587	1914,8	1884,997	2917,264	2769,61	2777,536	2777,536	2777,536	2777,5356
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,781	1,557	1,629	1,322	1,824	1,719	2,027	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073

Таблица 36

Топливный баланс котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027-2031
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	174,4	174,7	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	124,7	124,7	464,65	459,55	459,55	459,55	459,55
Годовой расход условного топлива	тут	2317,38	2444,76	2470,62	2497,01	2384,32	1713,4	1713,4	2350,3	2317,7	2317,7	2317,7	2317,7
Годовой расход натурального топлива	т	2013,61	2124,30	2146,76	2169,70	2071,78	1223,1	1223,1	4328,4	4221,6	4221,6	4221,6	4221,6

Таблица 37

Топливный баланс электрокотельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Наименование показателя	Ед. измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027-2031
Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Гкал/год	1049	1049	1049	1049	1049	1049	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71
Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	кВт.ч	759750	759750	759750	759750	759750	759750	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852
Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/Гкал	кВт.ч/Гкал	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91

7. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

7.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе.

График финансирования и величина необходимых инвестиций в строительство и реконструкцию для источников тепловой энергии представлены в таблице 38.

7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.

График финансирования и величина необходимых инвестиций в строительство и реконструкцию тепловых сетей представлены в таблице 38.

Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

Изменения температурных графиков и гидравлических режимов работы систем теплоснабжения на территории АГО на расчетный срок до 2031 года не планируется.

Таблица 38

Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий Схемы теплоснабжения на территории МО Ангарского ГО

Мероприятие	Год	Стоимость 2016, тыс.руб., без НДС	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого за весь рассматриваемый период в текущих ценах, тыс.руб., без НДС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии																		122724,93
Модернизация мазутной котельной в с. Савватеевка с установкой резервных угольных котлов в здании водоподготовки*	2022-2023	84364,4						88028,65	34696,28									122724,93
Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности																		2944886,31
Строительство тепловой сети от ТЭЦ-10 к п.М. Елань (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм	2025-2028	1761712,22									683248,47	717410,89	753281,44	790945,51				2944886,31
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей точечной застройки (тех. Условия)																		466476,40
Тепломагистраль № 1	2017-2019	12068,97	6145,10		7113,12													13258,22
Тепломагистраль № 2	2017-2019	83601,99	57867,81	14548,46	17457,93													89874,2
Тепломагистраль № 3	2017-2019	32003,48	12017,27	221,36	23289,30													35527,93

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Тепломагистраль № 4	2017-2019	73609,56	62101,08	4239,28	11169,75	1025,12												78535,23
Тепломагистраль № 5	2017-2019	17056,66	12330,04	5840,12														18170,16
Тепломагистраль № 6	2017-2019	208655,15	89437,52	35726,86	53477,51	52468,77												231110,66
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу																		1669347,88
Тепломагистраль № 1	2025	13778,74									21375,35							21375,35
Тепломагистраль № 2	2031	52998,55															110180,20	110180,2
Тепломагистраль № 3	2031	45372,40															94325,95	94325,95
Тепломагистраль № 4	2024-2030	155 975,87								51 196,34	49 861,88	49 710,93	40 213,22	20 339,58	34 864,76	26 881,32		273 068,03
Тепломагистраль № 5	2025-2031	52304,18									4390,77						102852,60	107243,37
Тепломагистраль № 6	2025-2031	550484,94									236940,28				6647,00		819567,70	1063154,98
Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения																		1719970,17
Установка насосного оборудования для транспорта обратной сетевой воды по ТМ №1 на ТЭЦ-9	2018	33935,00		37337,00														37337,00
Строительство двух паропроводов Ду 400 протяженностью 4590 м	2018	822911,00		908958,00														908958,00
Строительство паропровода Ду 350 протяженностью 4655 м	2019	394948,00			458058,00													458058,00
Строительство конденсатопровода Ду 300 протяженностью 2604 м	2020	117290,00				144194,00												144194,00
Паропровод от Котельной № 1 до хлебозавода АО «Каравай»	2023-2024	8500,67						801,00	2 936,00	9 297,00								13034,00
Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по ул. Детсадовская, Песчаная, Трактовая, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	2026	19736,92										32149,37						32149,37
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	2027	25595,18											43776,45					43776,45
Реконструкция участка от ТК 7Б до ТК-11 по ул.Нагорная	2027	48214,61											82463,35					82463,35
Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения																		1254007,27
Участок теплотрассы № 2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № ИЭ303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК44 до ТК2-2а ул. Чайковского	2029-2031	26104,00													4316,00	19251,00	31715,00	55281,00
Теплосеть по ул.Советской (инв.№3030036). ТМ № 2 от ТЭЦ-9 ул.Советская от ТК-14а до ТК-16а. Техническое перевооружение	2023-2024	6660,53							979,17	8812,50								9791,67
Теплосеть к дому 2 в мкр 12а /от ТК-43 до ТК-1а». (Участок тепловой сети в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17)	2018	17569,44		19292,00														19292,00
Теплотрасса № 3 от ТЭЦ-9. Реконструкция ул. Блудова от ул. Желябова. ул. Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул 50 лет ВЛКСМ от ТК-39 до ТК-44, ул Желябова от ТК-44 до ТК-45	2018-2019	120351,07		65741,00	69176,00													134917,00
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова.	2018	15134,20		16618,00														16618,00
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл 86 (переход через ул.Ворошилова)	2018	1605,92		1763,37														1763,37
Теплосеть от ТК-23 ул.Чайковского до дома № 3 квл 92 (переход через ул.Чайковского)	2018	8209,15		9014,00														9014,00
Теплотрасса № 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/ Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение ТМ № 2 забор ТЭЦ-1 до узла 5Г	2024-2027	106 344,21								18 583,00	64 041,00	48 634,00	48 556,00					179814,00
Теплотрасса квартал 93 (инв.№3030101). Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 квл 93. Техническое перевооружение	2021	8373,54					10687,00											10687,00
Теплосеть по ул. Горького / от ТК-4 до СМУ-5. от ТК-А по ул. Горького до ст. СМУ-1. Инв. № ИЭ3030034. Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	2024-2029	52 351,36								5 369,00		25 090,00		53 081,00	12 109,00			95649,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81 (инв. № 3010039)	2017	18878,79	19831,00															19831,00
Теплосеть к ж.д. 2 в 12-а мкр-не/ от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17	2017	11980,72	12585,00															12585,00
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 пог.м., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711.33 пог.м, воздушной прокладки на опорах 11994,17 пог.м - Тепломагистраль № 2 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-23Б пр. Ленинградский	2017	15610,63	16398,00															16398,00
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул.Чайковского магистральной теплосети № 2 от ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы №2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	2017	2396,14	2517,00															2517,00
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ тепловым сетям г.Ангарска	2017	6225,97	6540,00															6540,00
Магистральная теплотрасса № 2 ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК-11а на ул. 40 лет Октября» (Участок от Н-3 до Н-6)	2017	11995,00	12600,00															12600,00
Теплосеть по ул Чайковского /от ТК-10 ул К-М до ТК-43 ул. Чайковского. Инв. № ИЭ303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского	2020-2024	55767,00				4204,00		24982,00	19759,00	32782,00								81727,00
Участок теплотрассы № 3 от теплокамеры 27 на ул. Коминтерна до дома № 11, мкр 6. Инв. № ИЭ3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жилого дома № 2 мкр 6	2021-2023	13691,46					3 209,17	500,00	15 983,00									19692,17

ОФИЦИАЛЬНЫЕ НОВОСТИ АГО

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Теплосеть по пер. Строительный. Инв. № ИЭ3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул.Ярополова	2021-2024	12 044,66					1945,83	200,00	6006,67	9843,00								17995,50
Теплотрасса № 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217.	2022-2024	18 940,23						3283,00	11 681,00	13 632,00								28596,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикваральные тсети квл 189, Б, 207-210 221, 222, 225а. Инв. № ИЭ3030576. Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная	2024-2027	36 150,41								4 875,00		33 562,00	24 229,00					62666,00
Тепломагистраль №1 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-5 Ленинградского проспекта. Инв. № ИЭ3030602. Техническое перевооружение участка по ул. Бульварная от ТК-2а до ТК-5	2024-2027	92 080,65								12 593,00	44 550,00		43 576,00	28 705,00	34 276,00			163700,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК /от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы	2030-2032	14813,86														4 864,89	27 038,32	31903,22
Участок теплотрассы № 5 от УТ-1 на пр Ангарский до УТ-8 на ул. Декабристов. Инв. № ИЭ3030166. Участок от УТ-2 до УТ-3 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	2031-2032	2200,57															4 773,85	4 773,85
Автоматическая система диспетчерского управления АСДУ НПС-6. Инв. № ИЭТ093041257. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2024-2025	2 694,59								2 484,00	1 809,00							4293,00
Здание насосно-перекачивающей станции №1Б /ул.Кирова 55/ Инв. № ИЭ3010023. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Информационноизмерительная подсистема диспетчерского управления НПС-5А. Инв. № ИЭ3010026. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Здание насосно-перекачивающей станции № 2 (около молокозавода). Инв. № ИЭ3010002. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Смесительная подкачивающая насосная станция СПНС-1. Инв. № ИЭ3010040. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул. Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Здание ЦТП г.Ангарск мкр Китой, ул.Гагарина, строение 2А. Инв. № ИЭ3010036. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание бойлерной (электрокотельная). Инв. № ИЭ9110028. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул.Некрасова, строение 81 Инв. № ИЭ3010039. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2029-2030	2 860,22												2 270,98	3 540,69			5811,67
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/. Инв. № ИЭ3030021. Модернизация. Монтаж канала передачи данных НПС-7 с интеграцией в существующую АСДУ УТС.	2029-2030	2 860,22												2 270,98	3 540,69			5811,67
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Обеспечение бесперебойного электроснабжения НПС-3, включающей в себя АРМ диспетчера участка тепловых сетей и БАГВ	2023-2024	10 068,20							3000,00	12572,00								15572,00
Информационно-измерительная подсистема ДУ т/сетями г.Ангарска. Инв. № ИЭ3045030. Модернизация АРМ диспетчеров 1,2,3 и серверов 1,2 АСДК.	2023	606,55							900,00									900,00
Пожарная сигнализация объектов АТС. Инв. № ИЭ3042613. Техническое перевооружение с заменой пожарных датчиков, монтажом автоматической системы оповещения о пожаре на НПС УТС	2024-2027	17 541,52								2 523,00	2 999,00	10 937,00	13 887,00					30346,00
Здание эксплуатационно-производственного корпуса (корпус № 2) ул. Мира. Инв. № ИЭ3010020. Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение периметральной системы видеорегистрации, архивирования данных	2024-2028	8 938,67								6 123,00				9 461,00				15584,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК /от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	2027-2028	23 163,46											3 061,00	40 449,00				43510,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные т/сети квл А,192,205,206,211,212,219, 220. Инв. № ИЭ3030565. Техническое перевооружение. Участок на Ленинградском проспекте от ТК-309 до ТК-246	2030-2031	20823,62														3 839,67	41 150,16	44989,83
Модернизация тепловой сети по ул. Полевая, ул. Токарева, ул. Мичурина в с. Савватеевка	2023	28975,32							28975,32									28975,32
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки																		2278458,12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. №ИЭ3030125). Учсток от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 380 до ТРП-1	2022-2024	448 559,40						1 5344,00		373 251,00								388595,00
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. №ИЭ3030125). Учсток от павильона 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 287 до павильона 380	2024-2029	265120,40								17 187,38	24 966,41	71 953,20	134 361,47	105 368,64	131 005,79			484842,89
ТМ № 4 от ТЭЦ-9 до П-287	2028-2031	151339,34												20 398,84	71 115,35	109 205,53	112 277,77	312997,49
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от Н.О 470 до ТК 1б (Бульварная)	2029-2031	103845,09													26 928,99	76 393,11	115 642,20	218964,30
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от ТК-1б до ТК-309	2028-2031	35 129,41												34635,00	108893,00	114120,00	119597,00	377245,00
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от П 4/1 до ТК-13а (строительство насосной)	2031-2031	5495,68															11 922,16	11 922,16
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от павильона 3 до павильона 5	2024-2027	56663,08								3 918,08	33 141,66	46 935,76	11 805,28					95800,79
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от точки А до НПС пос. Мегет	2023-2026	33111,61							4093,00	15808,00	16567,00	17363,00						53831,00
ТМ № 5 от УТ-8 (ул. Декабристов) до УТ-15 (ул. Декабристов)	2024-2028	191345,42								18 640,73	73 445,37	76 970,75	80 665,35	84 537,29				334259,49
Перевод потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС																		1151772,23
Зона I (Мегет, мкр Юго-Восточ ный, Южный массив, Савватеевска	2018	89850,00		98659,15														98659,15
Зона II (юг Ангарского ГО)	2019	286650,00			327865,39													327865,39
Зона III (центральная часть Ангарского ГО)	2020	262350,00				311286,55												311286,55
Зона IV (север Ангарского ГО)	2021	336150,00					413961,14											413961,14
Другие организации																		12246,56
Итого стоимость всех мероприятий (сумма)		7635430,10																11614356,61

8. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – Постановление № 808).

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

а) определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

б) определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

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 одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения 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 о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех 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».

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 одна 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.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) 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;

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

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. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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.

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:

а) 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;

б) заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

в) 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:

а) систематическое (три 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;

б)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 реор-

ганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

в) принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

г) прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

д) 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;

е) подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

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.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В 2022 году администрацией Ангарского городского округа принято решение о ликвидации МУП АГО «Преобразование» (постановление администрации Ангарского городского округа от 03.08.2022 № 1039-па «О ликвидации Муниципального унитарного предприятия Ангарского городского округа «Преобразование»). МУП АГО «Преобразование» лишено статуса единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности в пределах систем теплоснабжения села Одинск, села Савватеевка и деревни Зуй Ангарского городского округа.

Объекты теплоснабжения села Одинск технологические размещены на базе Муниципального бюджетного общеобразовательного учреждения «Средняя образовательная школа № 16» (далее – МБОУ «СОШ № 16»), объеты теплоснабжения, технологическое оборудование планируются к передаче МБОУ «СОШ № 16» в июне 2023 года. МБОУ «СОШ № 16» не имеет сторонних потребителей и осуществляет производство тепловой энергии для собственных нкжд, учреждение не рекомендуется в качестве единой теплоснабжающей организации.

Объекты теплоснабжения деревни Зуй планируются к передаче Муниципальному унитаному предприятию Ангарского городского округа «Ангарский Водоканал» в июне 2023 года (далее – МУП АГО «Ангарский Водоканал».

Деятельность по производству и передаче тепловой энерги с правом владения и пользования объектами теплоснабжения села Савватеевка осуществляет ООО «Чистые ключи».

В границах села Савватеевка и деревни Зуй действуют по одному источнику тепловой энергии.

Пункт 11 Постановления № 808 предусматривает возможность присвоения статуса единой теплоснабжающей организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в случае, если не подано ни одной заявки на присвоение статуса.

В связи с отсутствием заявок от теплоснабжающих и теплосетевых организаций о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации в пределах систем теплоснабжения села Савватеевка и деревни Зуй Ангарского городского округа решение о присвоение статуса единой теплоснабжающей организации принимается ажминистрацией Ангарского городского окурга в соотвесвтии с пунктом 11 Постановления № 808.

Сравнительный анализ претендентов на статус единой теплоснабжающей организации в границах систем теплоснабжения по трем критериям позволяет рекомендовать в качестве единой теплоснабжающей организации следующие оганизации, приведенные в таблице 39.

Таблица 39

Рекомендуемые единые теплоснабжающие организации

Система теплоснабжения	Рекомендуемый претендент на статус ЕТО
Система теплоснабжения в зоне действия станции ТЭЦ-10, станции Участок №1 ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-9 для обеспечения тепловой нагрузки потребителей города Ангарска в паре и горячей воде (за исключением промышленной площадки АО «АНХК»)	ООО «Байкальская энергетическая компания»
Система теплоснабжения в зоне действия станции Участок №1 ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-9 для обеспечения тепловой нагрузки в паре и горячей воде (промышленная площадка АО «АНХК»)	АО «АНХК»
Система теплоснабжения в границах деревни Зуй Ангарского городского округа	МУП АГО «Ангарский Водоканал»
Система теплоснабжения в границах села Савватеевка Ангарского городского округа	ООО «Чистые ключи»

8.1. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

В соответствии со схемой теплоснабжения реализованно переключение всей тепловой нагрузки с Участка №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 до 2020 года. Выработка тепловой энергии в горячей воде перенесена с Участка №1 ТЭЦ-9 на ТЭЦ-9 в 2016 году. В 2020 году станция Участок №1 ТЭЦ-9 переведена в режим насосной станции.

Схемой теплоснабжения запланировано строительство тепловой сети от ТЭЦ-10 к п. М.Елань (город-спутник Иркутска). Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, функционирующими на территории АГО, представлено в разделе «Перспективные топливные балансы».

8.2. Решения по бесхозяйным тепловым сетям.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ.

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

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории АГО представлен в таблице 40.

Таблица 40

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории АГО

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Длина в двухтрубном исчислении, м	Диаметр условный трубопровода тепловой сети, мм									Год ввода
				32	40	50	65	80	100	125	150	200	
				м	м	м	м	м	м	м	м	м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Тепловая сеть от ТК-12 до ж/д	квартал 94, дом 27а	46,24			46,24							2003
2.	Тепловая сеть от УТ-9 до УТ-1	микрорайон 32, дом 8в	96,6						96,6				2002
	Тепловая сеть от УТ-1 до ж/д № 8в		26,8					26,8					
3.	Тепловая сеть от УТ-12 до УТ-1, УТ-2	микрорайон 34	322,61								322,61		2006, 2007
4.	Тепловая сеть от УТ-2 до УТ-3	микрорайон 34, ж/д (бл. 3, 4)	76,04							76,04			2008
	Тепловая сеть от УТ-3 до УТ-4 и бл. 3, 4		64,51				64,51						
5.	Тепловая сеть от УТ сущ. до УТ-1	микрорайон 34, ж/д 5, 18, 31	106,43						106,43				2008
	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-3		80,37					80,37					
	Тепловая сеть от УТ-3 до УТ-4		49,2				49,2						
	Тепловая сеть от УТ-3 до ж/д 18		29,05	29,05									
	Тепловая сеть от УТ-3 до ж/д 31		21,85	21,85									
	Тепловая сеть от УТ-4 до УТ 4а		36,5			36,5							
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/1		43,2	43,2									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/2		41,2	41,2									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/3		27,5	27,5									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/4		18,1	18,1									
6.	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-5	микрорайон 34, ж/д 29, 28, 27, 26, 25	39,3			39,3							2008
	Тепловая сеть от УТ-5 до УТ-6		42,85			42,85							
	Тепловая сеть от УТ-6 до УТ-7		30			30							
	Тепловая сеть от УТ-7 до УТ-8		23			23							
	Тепловая сеть от УТ-5 до ж/д 29		12,5	12,5									
	Тепловая сеть от УТ-6 до ж/д 28		10,25	10,25									
	Тепловая сеть от УТ-7 до ж/д 27		12,4	12,4									
	Тепловая сеть от УТ-8 до ж/д 26		17	17									
	Тепловая сеть от УТ-8 до ж/д 25		24	24									
7.	Тепловая сеть от бл. 3 до бл.4	микрорайон 30, ж/д 14 (бл.4, 5)	17,44			17,44							2006
	Тепловая сеть от бл. 4 до бл. 5		5,27		5,27								
8.	Тепловая сеть от УТ-12 до УТ-1 (ЦТП-1)	микрорайон 30, ул. Норильская (от УТ-12 до бл. 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10, 11-12, 13-14, 15-16)	265,5					265,5					
	Тепловая сеть от УТ-1 (ЦТП-1) до УТ-2 (ЦТП-2)		75,05				75,05						
9.	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-2	микрорайон 30, ж/д 14а (бл. 1, 2, 3)	171,23									171,23	2006, 2007
	Тепловая сеть от УТ-2 до бл. 2		43,73			43,73							
	Тепловая сеть от УТ-2 до бл. 3		24		24								
	Тепловая сеть от бл. 2 до бл. 1		12,61		12,61								
10.	Тепловая сеть от УТ-2 до УТ-3	микрорайон 30, ул. Норильская	115,34									115,34	2007, 2009
	Тепловая сеть от УТ-3 до ЦТП-1 (бескан.)		201,19						86,37	114,82			
	Тепловая сеть от ЦТП-1 до ЦТП-2 (бескан.)		61,8					61,8					
11.	Тепловая сеть от УВК-1 (ЦТП)	квартал 251	96,68						96,68				2010, 2011

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
12.	Тепловая сеть от ТК-16а до ТК-1	квартал 81 (здание бывшей швейной фабрики)	53,3								53,3		1956
	Тепловая сеть от ТК-1 до ТК-2		63,3								63,3		
	Тепловая сеть от ТК-1 до бывшего административного корпуса		15				15						
	Тепловая сеть от ТК-2 до ж/д 4		31,3				31,3						
	Тепловая сеть от ТК-2 до ТК-3		72,3								72,3		
	Тепловая сеть От ТК-3 до ост. здания		6								6		
	Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-4		109,8				109,8						
	Тепловая сеть от ТК-4 до ж/д 16		14				14						
	Тепловая сеть от ТК-4 до ТК-5		50,8		50,8								
	Тепловая сеть от ТК-5 до здания 3		16		16								
	Тепловая сеть от административного корпуса до ремонтных мастерских		46,5		46,5								
13.	Теплосеть от УТ-7 до блок-секции № 4 жилого дома № 19, 32 микрорайона	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	6,11				6,11						2011
14.	Теплосеть от УТ-5 до блок-секции № 1 жилого дома № 19, 32 микрорайона	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	13,08				13,08						2011
15.	Тепловая сеть от УТ-1 (ЦТП) до жилых домов ТСЖ в 251 квартале	г. Ангарск, квартал 251, 38:26:040 302:1161	668,39	25,89	88,2	205,91	88,62	104,1	66,98	88,69			2012
16.	Тепловая сеть от ТК-4а до жилого дома № 11, 94 квартала	г. Ангарск, квартал 94	31,74			31,74							2013
17.	Тепловые сети от УТ-29 а до УТ-1, город Ангарск, микрорайон 18	г. Ангарск, микрорайон 18, в районе жилых домов №19-№20, район пересечения Ленинградского проспекта и ул. Социалистическая, в 12 метрах северо-западнее от жилого дома № 7, микрорайон 18	81,09								54,06	27,03	2012- 2015
18.	Тепловые сети от УТ-1 до блок-секции № 11 жилого дома № 20, нежилого помещения № 3, подземной автостоянки № 3, город Ангарск, микро22.район 18		20,05				20,05						
19.	Тепловые сети от УТ-1 до УТ-2, город Ангарск, микрорайон 18		192,195								128,13	64,065	
20.	Тепловые сети от УТ-2 до блоков 10, 9 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		43,035			14,345		28,69					
21.	Тепловые сети от УТ-2 до блока 8 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		23,19			7,73		15,46					
22.	Тепловые сети от УТ-2 до УТ-3, город Ангарск, микрорайон 18		40,2							13,4	13,4	13,4	
23.	Тепловые сети от УТ-3 до блока 7 дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		25,845		8,615		17,23						
24.	Тепловые сети от УТ-3 до УТ-4, город Ангарск, микрорайон 18		38,4						12,8	12,8	12,8		
25.	Тепловые сети от УТ-4 до блока 6 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		32,1		10,7		21,4						
26.	Тепловые сети от УТ-4 до УТ-5, город Ангарск, микрорайон 18		39,975						13,325	13,325	13,325		
27.	Тепловые сети от УТ-5 до блока 5 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		32,31		10,77		21,54						
28.	Тепловые сети от УТ-5 до УТ-6, город Ангарск, микрорайон 18		55,56						18,46	37,1			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
29.	Тепловые сети от УТ-6 до блока 4 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		34,35		11,45		22,9						
30.	Тепловые сети от УТ-6 до подземной автостоянки № 1 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		23,25			23,25							
31.	Тепловые сети от УТ-6 до УТ-7, город Ангарск, микрорайон 18		31,425			10,475			20,95				
32.	Тепловые сети от УТ-7 до блоков 3, 2 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		21,15			7,05		14,1					
33.	Тепловые сети от УТ-7 до блока 1 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		29,325			9,775	19,55						
34.	Тепловые сети от УТ-2 через УТ-1 до наружной стенки здания жилого дома № 8, город Ангарск, квартал 98	г. Ангарск, квартал 98, в районе жилого дома № 8	214,86		26,67			188,19					2014
35.	Тепловая сеть от 34 микрорайона, дома 54	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 34	69			69							
36.	Центральный тепловой пункт	г. Ангарск, квартал 251 (на территории внутриквартального проезда между домами № 13Б и №14), 38:26:040 302:1161	76,2	7,7	18,5	12,5	6,5		31				2011
37.	Участок тепловой сети от УТ-37 сущ. до УТ-1	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040 703:4886	73						73				2017
38.	Участок тепловой сети от УТ-1 до блок-секции № 1, 2	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040 703:4884	27					27					2017
39.	Участок тепловой сети от УТ-1 до блок-секции № 3	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040 703:4885	59				59						2017
40.	Тепловая сеть жилой дом № 20, 29 микрорайон	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20, 38:26:040 802:5531, 38:26:040 802:5528	29					29					2006-2010
41.	Тепловая сеть жилой дом № 25, 29 микрорайон	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 29, дом 25, 38:26:040 802:5535	36				36						
42.	Тепловая сеть от ТК до стены дома ТСЖ (в том числе ЦТП)	Иркутская область, г. Ангарск, квартал 251	446										
43.	Тепловая сеть	На участке тепловой камеры до ввода в здание церкви Успения Пресвятой Богородицы, по адресу: Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, микрорайон Новый-4	15										

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
44	Тепловая сеть	Иркутская область, г. Ангарск, ул. Горького, от ТК-2а до ТК-5	174										

ЧАСТЬ 2. ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

АГО расположен в юго-западной наиболее освоенной и экономически развитой части Иркутской области. Площадь района 1150 кв.м.

По социально-экономическому потенциалу АГО занимает одно из ведущих мест в экономике Иркутской области. На АГО приходится 13,2 % промышленной продукции и 10% численности населения области. Население района 243, 474 тысячи человек, из них 240,199 тысяч – городское население и 3, 275 тысяч человек – сельское население.

Согласно приложению к Закону Иркутской области от 10.12.2014 № 149-ОЗ «О преобразовании муниципальных образований Ангарского района Иркутской области» в состав территории АГО входят территории следующих муниципальных образований, объединяющих 14 населенных пунктов: муниципальное образование «город Ангарск», Мегетское муниципальное образование, Одинское муниципальное образование и Савватеевское муниципальное образование.

1.1. Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

В границах АГО деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют пять организаций:

а) ООО «Байкальская энергетическая компания (далее – ООО «Байкальская энергетическая компания»);

б) Муниципальное унитарное предприятие АГО «Преобразование» (далее – МУП АГО «Преобразование»);

в) Общество с ограниченной ответственностью «Чистые ключи» (далее – ООО «Чистые ключи»);

г) Акционерное общество «Ангарский электролизный химический комбинат» (далее – АО «АЭХК»);

д) Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания» (далее – АО «АНХК»).

ООО «Байкальская энергетическая компания», МУП АГО «Преобразование» принадлежат источники, осуществляющие выработку тепловой энергии и тепловые сети.

ООО «Чистые ключи» осуществляет деятельность на основании концессионного соглашения от 25.04.2022 № 05-52-2/22 в отношении обхъектов теплоснабжения с. Савватеевка Ангарского городского округа, заключенного между Комитетом по управлению муниципальным имуществом администрации Ангарского городского округа и ООО «Чистые ключи».

АО «АЭХК» и АО «АНХК» осуществляют транспортировку тепловой энергии до потребителей.

На территории АГО расположены 6 систем централизованного теплоснабжения. Наименования источников, их принадлежность и адрес представлены в таблице 41.

Таблица 41

Наименования источников тепловой энергии, их принадлежность и адрес

№	Наименование источника	Адрес источника	Принадлежность
1	Станция Участок №1 ТЭЦ-9*	г. Ангарск, территория АО «АНХК»	ООО «Байкальская энергетическая компания»
2	Станция ТЭЦ-9	Ангарский городской округ, город Ангарск, второй промышленный массив, квл 17, участок 40	
3	Станция ТЭЦ-10	г. Ангарск, 2-й промышленный массив, квл 41, строение 3	
4	Мазутная котельная ООО «Чистые ключи»	с. Савватеевка, ул. Школьная	Администрация Ангарского городского округа
5	Электрокотельная МУП АГО «Преобразование»	с. Одинск	
6	Электрокотельная МУП АГО «Преобразование»	д. Зуй, ул. Восточная	

* Станция Участок №1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

На территории АГО, не охваченной зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях электроотопления.

1.2. Источники тепловой энергии.

1.2.1.ООО «Байкальская энергетическая компания».

На территории АГО в эксплуатации находятся два источника комбинированной выработки тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»: станция ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-10. Станция Участок №1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации. Тепловую энергию от источников ООО «Байкальская энергетическая компания» получают также потребители в поселке Мегет.

Тепловые источники относительно города и основных промышленных теплопотребителей расположены следующим образом: станция Участок №1 ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-9 в районе промзоны АО «АНХК» с северо-восточной части Ангарского теплового узла в относительной близости друг от друга (около 4 км), а станция ТЭЦ-10 на юго-востоке от города.

Структура основного оборудования.

Основное оборудование станции ТЭЦ-9:

На станции ТЭЦ-9 установлены 8 паровых турбин, 11 паровых котлов и 35 подогревателей воды. Тепловая мощность электростанции выдается с паром и горячей водой. Производственный пар давлением 10,15,40 атм по трубопроводам Ду 500, Ду700, Ду250, Ду200 мм подается на промышленную площадку АО «АНХК». Нагрузки отопления и горячего водоснабжения (далее – ГВС) потребителей обеспечиваются теплофикационной водой.

На станции ТЭЦ-9 установлены котлы типа ТП-81 и ТП-85. Агрегаты произведены на Таганрогском котельном заводе ОАО «Красный котельщик». Это однобарабанные котлы с естественной циркуляцией, предназначенные для получения пара высокого давления при сжигании пыли каменных и бурых углей.

Перечень всех котлоагрегатов и их параметры представлены в таблице 43; характеристики подогревателей воды представлены в таблице 44.

Основное оборудование станции Участок №1 ТЭЦ-9:

На станции Участок №1 ТЭЦ-9 установлены 4 паровых котла ПК-10. Котлы произведены на предприятии ОАО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО). Барабанные котельные агрегаты типа ПК-10 имеют производительность 230 т/час при давлении 100 ата и конечной температуре пара 510°С. Основные характеристики котлоагрегатов представлены в таблице 43.

Выработка тепловой энергии в горячей воде передана со станции Участок №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. Станция Участок №1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции. Передача выработки тепловой энергии в паре со станции Участок №1 ТЭЦ-9 на ТЭЦ-9 планируется с 2021 года.

Основное оборудование станции ТЭЦ-10:

В данный момент станция ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловой сети.

Станция ТЭЦ-10 оборудована 16 паровыми котлами марок ТП-10 и ПК-24, от которых пар поступает как непосредственно к потребителям, так и на пароводяные подогреватели.

Котельные агрегаты ТП-10 представляют собой однобарабанные, П-образной компоновки котлы с естественной циркуляцией воды, предназначенные для сжигания черемховского каменного угля, а также азейского и мугунского бурых углей.Котлы ПК-24 представляют собойпрямоточные паровые котлы Подольского машиностроительного завода, предназначенные для работы на каменном угле в блоке «два котла – турбина». Мощность агрегатов составляет 150 МВт. Котлы прямоточные, с промперегревом, П-образной компоновки, с уравновешенной тягой.

Полный перечень котельного оборудования и основные характеристики котлоагрегатов ТЭЦ-10 представлены в таблицах 42-45.

Таблица 42

Характеристики котлов станции ТЭЦ-9

Станционный №	Тип и марка	Завод-изготовитель	Давление, кгс/скв.м	Температура свежего пара, °С	Паропроизводительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции/модернизации
К-1	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1963	2010
К-2	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1963	2012
К-3	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1964	2011
К-4	Е-420-140 (ТП-85)	ТКЗ	140	560	420	1966	2010/2012
К-5	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1967	-
К-6	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1969	2011
К-7	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1972	2010
К-8	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1980	2011
К-9	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1983	2012
К-10	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1985	2010
К-11	Е-420-140 (ТП-81)	ТКЗ	140	560	420	1988	-

Таблица 43

Характеристики подогревателей воды станции ТЭЦ-9

ТА ст.№	Наименование бойлера	Тип бойлера	Пов-ть нагрева, кв.м	Производительность по воде, куб.м/час	Давление воды, кг/скв.м	Давление пара, кг/скв.м	Максимальная тем-ра воды, °С	Максимальная тем-ра пара, °С	Число ходов
ТА-1	ОБ-1,2	БО-550-3м	550	1800	14	2	130	200	2
	ПБ-1,2	БП-500м	500	1216	14	14	200	400	2
	ПСВ	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2
ТА- 2	ОБ-1,2	БО-550-3м	550	1800	14	2	130	200	2
	ПБ-1,2	БП-500м	500	1216	14	14	200	400	2
ТА- 4	ОБ	1СГ-1300-8-1	1300	3000	8	3	120	300	4
	ПБ- 1,2	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2
ТА- 5	ОБ-1	БГ-1300	1300	3000	6	1.5	125	200	2
	ОБ-2А, Б	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2
	ПБ-1.2	псв-500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
ТА- 6	ОБ-1	псг-1300-8-1	1300	3000	8	3	125	300	4
	ОБ-2	ПСГ-1300-8-1	1300	3000	8	3	125	300	4
	ПБ-1.2	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2
ТА- 7	ОБ-1	псг-2300-2-8-1	2300	4500	8	2	115	250	2
	ОБ-2	ПСГ-2300-2-8-П	2300	4500	8	3	120	250	2
	ПБ-1.2	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2
ТА- 8	ОБ-1	псв-500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ОБ-2	ПСВ-315-14-23	315	ИЗО	23	14	150	400	2
	ПБ-1.2	псв-500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
БУ- 9	ОБ-1. 2	ПСВ-500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ПБ	ПСВ-500-14- 23	500	1800	23	14	150	400	2
БУ- 10	ОБ-1.2	псв-500-3-23	500	1150	23	3	130	400	2
	ПБ	ПСВ-500-14-23	500	1800	23	14	150	400	2

Таблица 44

Технические характеристики котлоагрегатов станции Участок №1 ТЭЦ-9

Станционный номер	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность, т/час	Год ввода в эксплуатацию
		температура, °С	давление, кгс/скв.м		
К-14	ПК-10	510	100	230	1955
К-15	ПК-10	510	100	230	1955
К-16	ПК-10	510	100	230	1956
К-17	ПК-10	510	100	230	1957

Таблица 45

Технические характеристики котлоагрегатов станции ТЭЦ-10

Станционный номер	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность, т/час	Год ввода	Год реконструкции/модернизации	Завод изготовитель
		температура, °С	давление, кгс/скв.м				
К-1	ТП-10	540	95	220	1959	2012	ТКЗ
К-2	ТП-10	540	95	220	1959	2012	ТКЗ
К-3	ПК-24	545	140	270	I960	2011	ПКЗ

Станционный номер	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность, т/час	Год ввода	Год реконструкции/модернизации	Завод изготовитель
		температура, °С	давление, кгс/скв.м				
К-4	ПК-24	545	140	270	1960	2010	ПКЗ
К-5	ПК-24	545	140	270	1960	2010	ПКЗ
К-6	ПК-24	545	140	270	1960	2009	ПКЗ
К-7	ПК-24	545	140	270	1960	2012	ПКЗ
К-8	ПК-24	545	140	270	1960	2011	ПКЗ
К-9	ПК-24	545	140	270	1961	2009	ПКЗ
К-10	ПК-24	545	140	270	1961	2011	ПКЗ
К-11	ПК-24	545	140	270	1961	2012	ПКЗ
К-12	ПК-24	545	140	270	1961	2012	ПКЗ
К-13	ПК-24	545	140	270	1961	2011	ПКЗ
К-14	ПК-24	545	140	270	1961	2012	ПКЗ
К-15	ПК-24	545	140	270	1961	2012	ПКЗ
К-16	ПК-24	545	140	270	1962	2010	ПКЗ

1.2.1.1. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Установленная тепловая мощность:

а) станции ТЭЦ-9 – 2402,5 Гкал/час;

б) станции Участок № 1 ТЭЦ-9 – 675,8 Гкал/час;

в) станции ТЭЦ-10 составляет 563,0 Гкал/час.

1.2.1.2. Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности.

Ограничения тепловой мощности на источниках тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания» станции ТЭЦ-9 и станции Участок № 1 ТЭЦ-9 отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность источников равна установленной.

В таблице 46 представлены параметры располагаемой тепловой мощности источников.

Таблица 46

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»

Параметр	Ед.изм.	Значение		
		ТЭЦ-9	Участок 1 ТЭЦ-9	ТЭЦ-10
Установленная мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	563,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	523,00

1.2.1.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Сведения о потреблении энергии на собственные нужды на источниках ООО «Байкальская энергетическая компания» представлены в таблице 47.

Таблица 47

Потребление тепловой энергии на собственные нужды на источниках ООО «Байкальская энергетическая компания»

Параметр	Ед. изм.	Значение		
		станция ТЭЦ-9	станция Участок 1 ТЭЦ-9	станция ТЭЦ-10
Установленная мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	563,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	523,00
Собственные нужды ТЭЦ	Гкал/час	14,03	6,02	7,57
	%	2,1	0,9	1,5
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2388,47	669,82	515,43

1.2.1.4. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Все котельное оборудование, установленное на станции ТЭЦ-9, введено в эксплуатацию более 20 лет назад. Котлы типа ТП-85 были введены в эксплуатацию в 60-ых годах и на данный момент имеют значительный срок службы. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов станции ТЭЦ-9 представлены в таблице 48 и на рисунке 4.

Таблица 48

Параметры котельного оборудования станции ТЭЦ-9

Станционный номер	Тип и марка	Год ввода в эксплуатацию
К-1	Е-420-140 (ТП-85)	1963
К-2	Е-420-140 (ТП-85)	1963
К-3	Е-420-140 (ТП-85)	1964
К-4	Е-420-140 (ТП-85)	1966
К-5	Е-420-140 (ТП-81)	1967
К-6	Е-420-140 (ТП-81)	1969
К-7	Е-420-140 (ТП-81)	1972
К-8	Е-420-140 (ТП-81)	1980
К-9	Е-420-140 (ТП-81)	1983
К-10	Е-420-140 (ТП-81)	1985
К-11	Е-420-140 (ТП-81)	1988

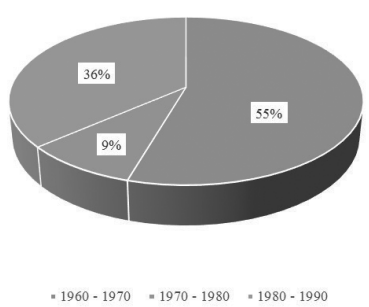

Рисунок 4. Годы ввода в эксплуатацию котельного оборудования станции ТЭЦ-9

На станции Участок №1 ТЭЦ-9 установлены 4 паровых котлоагрегатов ПК-10, котлы введены в эксплуатацию на станции в период с 1955 по 1961 годы. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов станции Участок №1 ТЭЦ-9 представлены в таблице 49.

Таблица 49

Параметры котельного оборудования станции Участок № 1 ТЭЦ-9

Станционный номер	Тип и марка	Год ввода в эксплуатацию
К-14	ПК-10	1964
К-15	ПК-10	1966
К-16	ПК-10	1967
К-17	ПК-10	1969

Срок службы котлоагрегатов, установленных на станции ТЭЦ-10 превышает 50 лет. Как видно из таблицы 51 все агрегаты были введены в эксплуатацию в период с 1959 по 1962 годы.

Таблица 50

Параметры котельного оборудования станции ТЭЦ-10

Станционный номер	Тип (марка) котла	Год ввода
К-1	ТП-10	1959
К-2	ТП-10	1959
К-3	ПК-24	I960
К-4	ПК-24	1960
К-5	ПК-24	1960
К-6	ПК-24	1960
К-7	ПК-24	1960
К-8	ПК-24	1960
К-9	ПК-24	1961
К-10	ПК-24	1961
К-11	ПК-24	1961
К-12	ПК-24	1961
К-13	ПК-24	1961
К-14	ПК-24	1961
К-15	ПК-24	1961
К-16	ПК-24	1962

1.2.1.5. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).

Выработка тепловой энергии в горячей воде передана со станции Участок № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции. Передача выработки тепловой энергии в паре со станции Участка № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 планируется в 2021 году.

Выдача тепловой мощности от станции ТЭЦ-9 осуществляется из общего распределительного коллектора по шести тепломагистралям:

а) в 2016 г. введена в эксплуатацию тепловая магистраль №1 от станции ТЭЦ-9. От этой агистрали запитаны тепломагистрали № 1, № 2, работавшие ранее от станции Участок № 1 ТЭЦ-9, осуществляет теплоснабжение центральной части города: квлов с 1-го по 62-ой, мкр Северный, промышленных потребителей и потребителей, прилегающих мкр. Майск, Китой, Шеститысячник, Цементный;

б) тепловая магистраль № 2 осуществляет теплоснабжение ряда промышленных предприятий и потребителей квл города с 63-го по 107-ой;

в) тепловая магистраль № 3 осуществляет теплоснабжение потребителей города квл 277, 278, части мкр Байкальск, мкр 6, 7, 11,12,13, части мкр 9 и 10;

г) тепловая магистраль № 4 осуществляет теплоснабжение потребителей города оставшейся части мкр Байкальск, мкр 6а, 7а, 8, 29, 30-34, части мкр 9, 10;

д) тепловая магистраль № 5 осуществляет теплоснабжение потребителей города мкр №15,15а, 12а, 17,17а, 18, 19, 22;

е) в декабре 2011года введена в эксплуатацию тепловая магистраль №6. От этой магистрали запитаны тепломагистрали № 1, № 2, № 4 (МПФ) и № 5 (АПФ), которые были запитаны ранее от станции ТЭЦ-10, в настоящее время данная магистраль осуществляет теплоснабжение потребителей квл Юго-Западного района г. Ангарска: 177, 178, 179, 180, 181, 188, 192, 189, 208, 209, 207/210, «А», «Б», 221, 222, 225а, 225, 205, 206, 211, 212, 219, 220; мкр 4-й Новый, АО АЭХК, ОАО «Тепличное» (по воде), п. Юго-Восточный, АПФ, МПФ, п. Мегет.

Станция ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловых сетей и осуществяет работу в системе централизованого теплоснабжения в режиме насосной станции.

Сведения о среднегодовой загрузке котельных агрегатов представлены в таблицах 51-53.

Таблица 51

Сведения о работе основного оборудования станции ТЭЦ-9

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч.	Наработка за 2015 год, ч.
К-1	ТП-85	3470	5593
К-2	ТП-85	3763	1828
К-3	ТП-85	4537	4295
К-4	ТП-85	2618	3153
К-5	ТП-81	3362	1888
К-6	ТП-81	4581	3643
К-7	ТП-81	2502	2864
К-8	ТП-81	2600	3206
К-9	ТП-81	2644	1758
К-10	ТП-81	2340	2158
К-11	ТП-81	1244	1756

Таблица 52

Сведения о работе основного оборудования станции Участок 1 ТЭЦ-9

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч.	Наработка за 2015 год, ч.
К-12	ПК-10	1962	1342
К-13	ПК-10	1544	894
К-14	ПК-10	4143	7217
К-15	ПК-10	3500	5135
К-16	ПК-10	3330	756
К-17	ПК-10	4572	4448
К-18	ПК-10	3599	4482

Таблица 53

Сведения о работе основного оборудования станции ТЭЦ-10

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч.	Наработка за 2015 год, ч.
К-1	ТП-10	4457	5051

Станционный номер котлоагрегата	Тип (марка) котлоагрегата	Средняя наработка за последние 3 года, ч.	Наработка за 2015 год, ч.
К-2	ТП-10	4035	3987
К-3	ПК-24	2455	3573
К-4	ПК-24	2416	3581
К-5	ПК-24	3561	3513
К-6	ПК-24	3411	3814
К-7	ПК-24	2771	2144
К-8	ПК-24	2636	2122
К-9	ПК-24	2653	2614
К-10	ПК-24	2975	2635
К-11	ПК-24	2166	228
К-12	ПК-24	2014	208
К-13	ПК-24	2477	2058
К-14	ПК-24	2164	1979
К-15	ПК-24	3914	3164
К-16	ПК-24	4231	3766

1.2.1.6. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Определение объема фактически отпущенного тепла осуществляется приборами учета, установленными на станциях. Расчет оплаты между поставщиком тепловой энергии и потребителями тепловой энергии в виде пара и горячей воды осуществляется по показаниям приборов. Все приборы учета проходят плановые поверки, предусмотренные правилами учета тепловой энергии и теплоносителя.

Перечень приборов учета представлен в таблицах 54-56.

Таблица 54

Приборы учета тепла на станции ТЭЦ-9

№	Наименование узла учета	Акт допуска узла	Приборы (Перепад, давление, температура)
1	Сетевая вода т.тр.1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Прямая: Метран-150CD3 № 1322871 до 07.10.2020 Метран-55ДИ № 1400768 до 18.05.2018 Обратная: Метран-150CD3 № 1322863 до 07.10.2020 Метран-55ДИ № 1400767 до 07.10.2018 КТСП Метран-206 № 2258108/Г,Х до 18.05.2019
2	Сетевая вода т.тр.2	С 25.08.2016 по 28.10.2017	Прямая: Метран-150CD2 №925220 до 09.06.2019 Метран-55ДИ № 1343124 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 № 1301352 до 09.06.2020 Метран-55ДИ № 1343114 до 09.06.2018 ТСПТК-101 № 1212.3601/1,2 до 28.10.2017
3	Сетевая вода т.тр.3	С 15.10.2015 по 16.06.2016	Прямая: Метран-150CD2 № 1241402 до 09.06.2019 Метран-55ДИ № 1343111 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 № 1301356 до 09.06.2019 Метран-55ДИ № 1343122 до 09.06.2018 КТПТР-01 № 168/168А до 24.02.2017
4	Сетевая вода т.тр.4	С 04.12.2015 по 02.07.2016	Прямая: Метран-150CD3 № 1302785 до 13.07.2020 Метран-55ДИ № 94907 до 13.07.2017 Обратная: Метран-150CD3 № 1302787 до 13.07.2020 Метран-55ДИ № 1155 до 13.07.2017 КТП-9201 № 3421/Г, Х до 10.04.2017
5	Сетевая вода т.тр.5	С 25.08.2016 по 10.04.2017	Прямая: Метран-150CD2 № 1010678 до 09.06.2019 Метран-55ДИ № 1343113 до 09.06.2018 Обратная: Метран-150CD2 № 917713 до 09.06.2019 Метран-55ДИ № 1343112 до 09.06.2018 КТП-9201 № 3423/Г, Х до 10.04.2017
6	Сетевая вода т.тр. «Г»	С 15.10.2015 по 16.06.2016	Прямая: Метран-150CD3 № 1302786 до 13.07.2020 Метран-55ДИ № 93571 до 13.07.2017 Обратная: Метран-150CD3 № 1302789 до 13.07.2020 Метран-55ДИ № 35697 до 13.07.2017 ТСПТК-101 № 1212.3605/1,2 до 28.10.2017
7	Сетевая вода т.тр.6	С 19.10.2015 по 28.10.2016	Прямая: Метран-55ДИ № 1301510 до 07.08.2017 Обратная: Метран-55ДИ № 1301508 до 07.08.2017 ТСПТК №0129.1/1; № 0129.2/1 до 15.12.2019
8	Подпитка т.тр.1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 1400769 до 07.10.2018 КТП-9201 № 3407Г до 10.04.2017
9	Подпитка т.тр.2	С 16.06.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 292232 до 15.04.2018 КТП-9201 № 3414Х до 10.04.2017
10	Подпитка т.тр.3	С 09.07.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 1051382 до 15.04.2018 КТП-9201 № 3414Г до 10.04.2017
11	Подпитка т.тр.4	С 13.11.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 219254 до 15.04.2018 КТП-9201 № 3416Г до 10.04.2017
12	Подпитка т.тр.5	С 16.06.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 1113269 до 15.04.2018 КТП-9201 № 3416Х до 10.04.2017
13	Подпитка т.тр. «Г»	С 09.07.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ №141975 до 15.04.2018 КТП-9201 №3411Х до 10.04.2017
14	Подпитка т.тр.6	С 07.08.2015 по 10.04.2017	Метран-55ДИ № 1301509 до 23.10.2017 КТП-9201 № 3411Г до 10.04.2017
15	Сетевая вода э/к «Звездный»	С 11.03.2016 по 10.04.2017	Прямая: Метран-150CD2 № 1241391 до 18.02.2020 Метран-55ДИ № 1395810 до 18.02.2019 Обратная: Метран-150CD2 № 1395654 до 18.02.2021 Метран-55ДИ № 1395812 до 18.02.2019 КТП-9201 № 3405/Г, Х до 10.04.2017 ХВ КТПТР-01 № 2229 до 09.06.2018
16	ХОВ на НПЗ	С 11.03.2016 по 23.10.2016	Метран-150CD3 № 1362939 до 25.11.2020 Метран-55ДИ № 1395809 до 30.04.2018 ТСПв-1088 № 3733 до 15.12.2017
17	ЗК с НПЗ	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-150CD3 № 1302790 до 13.07.2020 Метран-150TG3 № 1264898 до 11.03.2018 КТП-9210 № 3808Х до 10.04.2017
18	Пар 10 №1	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-100ДД № 140842 до 13.07.2018 Метран-55ДИ № 35702 до 13.07.2017 КТПТР-01 № 166 до 11.03.2020
19	Пар 10 №2	С 19.10.2015 по 10.04.2017	Метран-100ДД № 832799 до 13.07.2018 Метран-55ДИ № 93567 до 13.07.2017 КТПТР-01 № 8428А до 11.03.2020
20	Пар 15 №1	С 09.12.2015 по 10.04.2017	Метран-150CD3 № 1395781 до 29.04.2020 Метран-55ДИ № 1395816 до 30.04.2018 ТСПТ № 0129-3-1 до 09.06.2020
21	Пар 15 №2	21.07.2016 Ддо 10.04.2017	Метран-150CD3 №1395782 до 29.04.2020 Метран-55ДИ №1301517 до 10.04.2017 ТСПТ №0129-3-8 до 09.06.2020
22	Пар 15 №3	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-100ДД № 139388 до 11.03.2017 Метран-55ДИ № 140243 до 24.03.2018 ТСПТ № 0129-3-7 до 09.06.2020
23	Пар 15 №4	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-150CD3 № 1395771 до 29.04.2020 Метран-55ДИ № 1301502 до 10.04.2017 ТСПТТК № 1212.3583 до 15.12.2019
24	Пар 15 №5	С 28.08.2015 по 11.03.2017	Метран-150CD3 № 1395768 до 29.04.2020 Метран-55ДИ № 1301519 до 10.04.2017 ТСПТ № 0129-3-10 до 15.12.2019
25	Пар 40 на НПЗ	21.07.2016 до 24.09.2016	Метран-100ДД № 140527 до 15.04.2017 Метран-150TG3 № 1264901 до 15.04.2018 ТСП 9201 № 2217 до 15.12.2018
31	Перемычка «АВК»	Холодная вода	Aplisens PC-28 № 01122029 до 18.05.2017 ИРТ-5922 № 20141 до 14.03.2018
32	Подводящие каналы	Холодная вода	
33	ХПВ УГВ-2	Холодная вода	Метран-150CD3 № 1395792 до 05.04.2021 Метран-150TG3 № 1264900 до 15.04.2018 ТСПв-1088 № 5032 до 09.06.2017
34	ПТС коллектор №1	Холодная вода	Метран-150CD2 № 1395648 до 05.04.2021 Метран-55ДИ № 1301505 до 07.08.2017 КТП 9201 № 3424х до 10.04.2017
35	ПТС коллектор №2	Холодная вода	Метран-150CD2 № 1395649 до 05.04.2021 Метран-55ДИ № 1301506 до 07.08.2017 КТП 9201 № 3417х до 10.04.2017
36	Сбросные каналы	-	Правый: ИРТ-5922 № 04-2843 до 20.11.2016 Уровень SG-25 № 09121207 до 23.06.2019 Левый: ИРТ-5922 № 043-0775 до 20.11.2016 Уровень SG-25 № 09121205 до 28.06.2019

Таблица 55

Приборы учета тепла на станции ТЭЦ-10

Наименование узла учета	Приборы учета	Дата поверки	Периодичность поверки (мес.)	Дата акта допуска узла учета	Дата очередного допуска узла учета
Пар на производство линия №1 (левая)	Датчик перепада давления Метран 150 №1419903 (0,063)	04.12.2015	48	31.08.2016	12.05.2017
	Датчик давления Метран 150 №1035822 (25)	26.05. 2015	48		
Пар на производство линия №2 (правая)	Датчик перепада давления Метран 150 №1225792(0,063)	04.12. 2015	48	17.06.2016	02.09.2016
	Датчик давления Метран 150 №1121366 (25)	26.05.12015	48		
Сетевая вода на СН - I очереди	Датчик перепада давления Метран 150 №1299455(0,63)	04.04. 2016	60	08.04.2016	21.05.2016
	Датчик давления EJA530A №91M521556(10)	27.11.2013	48		
	Датчик перепада давления Метран 150 №1121174(0,4)	26.05.2016	48		
	Датчик давления EJA530A №91M521558(10)	26.05.2015	36		
Вода на СН в «тупик»	Датчик перепада давления Метран 150 №1419907(0,63)	04.04. 2016	60	17.06.2016	12.05.2017
	Датчик давления Метран 150 №1419917(10)	04.04. 2016	60		
Питьевая вода за ВВО-II	Датчик перепада давления Метран 150 №1241247(0,63)	04.04. 2016	48	17.06.2016	12.05.2017
	Датчик давления Метран 150 №1121256(10)	10.06. 2016	48		
Подпиточная вода из 1ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №860343(0,63)	27.11.2013	48	12.07.2016	01.06.2017
	Датчик давления Метран 150 №1148268(4)	27.11.2013	48		
	Датчик давления Метран 150 №1148273(10)	27.11.2013	48		
	Тепловычислитель СПТ961 №26074	04.06.2014	48		
Прямая СВ на СН II-очереди	Датчик перепада давления Метран 150 №1299448(0,63)	04.04.2016	60	08.04.2016	21.05.2016
	Датчик давления Метран 150 №1419920(10)	04.04.2016	60		
	Датчик перепада давления Метран 150 №1419908(0,63)	04.04.2016	60		
	Датчик давления Метран 150 №1148275(4)	18.09.2012	48		
Подпиточная вода из 6ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1299447(0,63)	04.04.2016	60	17.06.2016	12.05. 2017
	Датчик давления Метран 150 №1419919(10)	04.04.2016	60		
	Датчик давления Метран 150 №1121363(16)	10.06.2016	48		
Подпиточная вода из 7ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1419911(0,63)	04.04.2016	60	17.06.2016	24.12.2016
	Датчик давления Метран 150 №1419921(10)	04.04.2016	60		
	Датчик давления Метран 150 №1419929(16)	04.04.2016	60		
Подпиточная вода из 8ДБ-Т	Датчик перепада давления Метран 150 №1037211(0,63)	26.05.2015	48	09.12.2003	09.12.2004
	Датчик давления Метран 150 №858330(10)	10.06.2016	48		
	Датчик давления Метран 150 №1121357(16)	10.06.2016	48		

Наименование узла учета	Приборы учета	Дата поверки	Периодичность поверки (мес.)	Дата акта допуска узла учета	Дата очередного допуска узла учета
Температура холодной воды	Тепловычислитель СПТ961 №26075	04.06.2014	48		
Питьевая вода в павильоне «А»	«Взлет ЭР» Ду80 №1251144	11.02.2013	48		05.10.2016
	Датчик давления ИД №99528	05.10.2012	48		
	Датчик температуры КТСП-Н №8371	15.10.2012	48		
	Тепловычислитель СПТ961 №16317	04.10.2013	48		
Сточные воды ТЭЦ-10	Рсходомер электромагнитный OPTIFLUX Ду200 №R15606502	28.08.2015	60	25.07.2016	04.06.2018
	Тепловычислитель СПТ961 №26077	04.06.2014	48		

Таблица 56

Приборы учета тепла на станции Участок №1 ТЭЦ-9

№	Наименование узла учета теплового учета	Расход. Тип, дата последней проверки	Давление. Тип, дата последней проверки	Температура. Тип, дата последней проверки	Тепловычислитель. Тип, дата последней проверки	Справка о сроках допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии
1	Пар 20 верхний коллектор, позиция 44	Метран 150 16.06.2015	Метран 150ДИ 16.06.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
2	Пар 20 нижний коллектор, позиция 43	Метран 150 23.04.2014	Метран 150ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
3	Пар 20 позиция 69	Метран 150 04.09.2015	Метран 150ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
4	Пар 20 позиция 70	Метран 100ДД 22.03.2016	Метран 100ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
5	Пар 20 на ТРУ-1, ТГ-4 позиция 42	Метран 100ДД 06.05.2014	Метран 100ДИ 23.04.2014	Ш 932.2 10.04.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
6	Пар 40кгс/скв.м магистраль № 1	Метран 150 22.03.2016	Метран 150ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Срок допуска 23.09.2015, согласно графику допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
7	Пар 40кгс/скв.м магистраль № 2	Метран 100ДД 17.06.2014	Метран 100ДИ 17.06.2014	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 27.03.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
8	ХОВ на производство № 1	Метран 100ДД 02.07.2015	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
9	ХОВ на производство № 2	Метран 100ДД 26.10.2010	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 08.04.2016
10	Замасленный конденсат № 1	Метран 150 20.01.2016	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016
11	Замасленный конденсат № 3	Метран 100ДД 04.09.2015	ОБМ-160 3кв.2016	Ш 932.2 05.02.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016
12	Прямая сетевая вода № 1	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932. 2 22.07.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
13	Обратная сетевая вода № 1	Метран 100 ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932. 2 22.07.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
14	Прямая сетевая вода № 2	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.06.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
15	Обратная сетевая вода № 2	Метран 100ДД 16.06.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.06.2016	Исток ТМ 23.05.2014	Допуск произведен 29.04.2016
16	Пар 8 кгс/скв.м на ТРУ-1, маг.1	Метран 100ДД 20.01.2016	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
17	Пар 8 кгс/скв.м на ТРУ-1, маг.2	Метран 150 05.02.2015	Метран 100ДИ 20.01.2016	Ш 932.2 22.03.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Допуск произведен 08.04.2016
18	Прямая вода на хоз. нужды	Метран 100ДД 16.06.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	КТСП Метран-206 №2212720Г	Исток ТМ 23.05.2014	Срок допуска 23.09.2015, согласно графику допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
19	Обратная вода на хоз. нужды	Метран 100ДД 16.06.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	КТСП Метран-206 №2212720Х	Исток ТМ 23.05.2014	Срок допуска 23.09.2015, согласно графику допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
20	Пар 8 кгс/скв.м на ТРУ-2, маг.1	Метран 100ДД 20.01.2016	Метран 100ДИ 22.03.2016	Ш 932.2 25.05.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
21	Пар 8 кгс/скв.м на ТРУ-2, маг.2	Метран 150 05.02.2015	Метран 100ДИ 04.09.2015	Ш 932.2 25.05.2016	Исток ТМ 17.06.2014	Узел будет допущен при наличии нагрузки
22	Подпитка	Метран 350 02.07.2015	ОБМ-160 3 кв.2016	Ш 932.2 16.06.2015	Исток ТМ 12.03.2014	Допуск произведен 29.04.2016
23	Прямая вода на отопление ЦТП	Метран 150 16.06.2015	ОБМ-160 3кв.2016	КТСП-108803.07.2014	Энергия ТМ 15.10.2013	Срок допуска 23.09.2015, согласно графику допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.
24	Обратная вода на отопление ЦТП	Метран 150 16.06.2015	ОБМ-160 3кв.2016	КТСП-108803.07.2014	Энергия ТМ 15.10.2013	Срок допуска 23.09.2015, согласно графику допуска к эксплуатации узлов учета тепловой энергии на 2016 г.

1.2.1.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

За последние три года на теплоэлектростанциях ООО «Байкальская энергетическая компания» произошло 109 инцидентов. Из них 66 инцидентов связаны с котельным оборудованием. Статистика инцидентов на источниках ООО «Байкальская энергетическая компания» за 2011-2015 года представлена в таблице 57.

Таблица 57

Статистика инцидентов на источниках тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»

Источник теплоснабжения	Количество инцидентов за год				
	2011	2012	2013	2014	2015
Станция ТЭЦ-9	16	17	10	9	13
Станция ТЭЦ-10	32	34	22	21	17
Станция Участок № 1 ТЭЦ-9	5	8	5	7	5

1.2.1.8. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования тепловых электрических станций ООО «Байкальская энергетическая компания» отсутствуют.

1.2.1.9. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.

В таблице 58 представленны основные технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания».

Таблица 58

Технико-экономические показатели работы источников тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»

Параметр	Ед. изм.	Значение		
		станция ТЭЦ-9	станция Участок 1 ТЭЦ-9	станция ТЭЦ-10
Установленная мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	563,00
Ограничения тепловой мощности	Гкал/час	0,00	0,00	-
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,50	675,84	523,00
Потребление т/э на собственные нужды станции	Гкал/час	14,03	6,02	7,57
Подключенная нагрузка	Гкал/час	1515,60	324,90	23,40
Резерв («+»)/Дефицит («-») тепловой мощности	Гкал/час	585,88	331,25	492,03
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	139,21	158,76	160,15

1.2.2. ООО «Чистые ключи» с. Савватеевка.

1.2.2.1. Структура основного оборудования.

В рамках концессионного соглашения в 2022 году на котельной выполнены мероприятия по модернизация мазутной котельной в с. Савватеевка с установкой резервных угольных котлов в здании водоподготовки, включающие в себя:

а) установка двух угольных котлов КВм-2 по 2 Гкал/ч каждый;

б) устройство системы топливоподачи и золошлакоудаления;

в) организация двухконтурной системы отпуска тепла с пластинчатыми теплообменниками и сетевыми насосами.

Также на данный момент на котельной с. Савватеевка находятся в эксплуатации три котельных агрегата:

Газомазутный котел ДКВр 6,5-13ГМ. Производительность котлоагрегата составляет 6,5 тонн воды в час, температура воды 95С.Тепловая мощность котлоагрегата составляет 2,3 Гкал/час.

Два водогрейных котельных агрегата КВа-4,0-95. Котлы изготовлены ООО «НПО «Новоалтайский завод энергетического оборудования» и введен в эксплуатацию в 2016, 2019 году. Котловые агрегаты оборудованы газомазутными горелками РГМГ-4. Расчетный срок службы котлов и горелкок не менее 10 лет. Расчетная температура воды на выходе из котла 950С. Тепловая мощность каждого котлоагрегата составляет 3,44 Гкал/час (4 МВт).

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Установленная тепловая мощность котлоагрегата ДКВр 6,5-13ГМ составляет 2,3 Гкал/час. Установленная тепловая мощность котлоагрегатов КВа-4,0-95 составляет 3,44 Гкал/час.

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности.

В соответствии с проведенными освидетельствованиями котлоагрегата ограничения предоставленной тепловой мощности отсутствуют.

1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Котельная с. Савватеевка потребляет 0,41 Гкал/час на собственные нужды, что составляет 7,19 % от располагаемой тепловой мощности источника. Параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 59.

Таблица 59

Баланс тепловой мощности котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)»

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	5,74

Параметр	Ед. изм.	Значение
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,74
Собственные нужды котельной	Гкал/час	0,41
	%	7,19 %
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,33

1.2.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Газомазутный котел ДКВр 6,5-13ГМ изготовлен на Бийском котельном заводе и введен в эксплуатацию в 2007 году. Расчетный срок службы котла составляет 20 лет.

10 сентября 2013 года котлу проведено очередное техническое освидетельствование ТО (наружный, внутренний осмотр, гидроиспытания $P_{пр}$ = 16,3 кгс/скв.м. По результатам ТО дефектов, снижающих прочность элементов котла, не выявлено. Выдан Протокол ТО №1 от 10.09.2013г. Котел может быть допущен при рабочем давлении $P_{раб} \leq 1,3$ МПа. Срок следующего освидетельствования: НО, ВО, ГИ – 10 сентября 2017 года.

Газомазутный котел КВа-4,0-95 изготовлен ООО «НПО «Новоалтайский завод энергетического оборудования» и введен в эксплуатацию в 2016 году. Расчетный срок службы котла не менее 10 лет. Котел изготовлен в декабре 2015 года.

Угольные котлы КВм-2 по 2 Гкал/ч каждый введены в эксплуатацию в 2022 году.

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности.

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой открытой системе с температурным графиком 95/70 °С. На котельной имеется один вывод тепловой сети Ду 300.

1.2.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.

На протяжении всего отопительного периода в 2015 году в эксплуатации находился котел ДКВр 6,5-13 ГМ. Сведения о среднегодовой загрузке котла представлены в таблице 60.

Котел КВа-4,0-95 установлен на котельной в августе 2016 года. На момент разработки Схемы теплоснабжения наработка часов у данного котла отсутствует.

Таблица 60

Сведения о работе основного оборудования котельной

Период	Наработка, ч.
	Котел ДКВр 6,5-13ГМ
Январь	744
Февраль	672
Март	744
Апрель	720
Май	360
Июнь	-
Июль	-
Август	-
Сентябрь	336
Октябрь	744
Ноябрь	720
Декабрь	744
Итого:	5784

1.2.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Для учета тепла, отпущенного в тепловые сети, используется оборудование на базе тепловычислителя КМ-5. Теплосчетчик КМ-5 предназначен для измерения, учета и регистрации количества теплоты, а также объема, массы, объемного и массового расхода и других параметров теплоносителя.

1.2.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Статистика отказов и восстановлений оборудования котельной с. Савватеевка:

2013 год – 3 аварии, износ трубопровода в ДКВ-1,5, устранение в течение 3 суток;

2014 год – 6 аварий, аварии на котле, устранение в течение 3 суток;

2015 год – без аварий.

1.2.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной с. Савватеевка отсутствуют.

1.2.2.11. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.

В таблице 61 представленны основные технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения с. Савватеевка.

Таблица 61

Технико-экономические показатели работы котельной ООО «Чистые ключи» с. Савватеевка

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	5,74
Ограничения тепловой мощности	Гкал/час	0,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,74
Потребление т/э на собственные нужды станции	Гкал/час	0,41
Подключенная нагрузка	Гкал/час	2,76
Резерв («+»)/Дефицит («-») тепловой мощности	Гкал/час	1,50
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	169,00

1.2.3. МУП АГО «Преобразование» (электрокотельная МУП АГО «Преобразование», расположенная в селе Одинск АГО).

1.2.3.1. Структура основного оборудования.

Электрокотельная МУП АГО «Преобразование», расположенная в селе Одинск АГО, введена в эксплуатацию в 1985 году.

При строительстве на данной электрокотельной было установлено два электродных водогрейных котла КЭВ-160/0,4. В 2015 году устаревшее котельное оборудование было заменено.

В настоящее время на котельной МУП АГО «Преобразование» установлены четыре электрических котла ZOTA «PROM» 160/0,4. Номинальная мощность каждого котлоагрегата составляет 160 кВт.

1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

На котельной МУП АГО «Преобразование» в с. Одинск установлены четыре элетродных водогрейных котла ZOTA «PROM» 160/0,4. Номинальная мощность каждого агрегата составляет 160 кВт. Таким образом, установленная мощность котельной 640 кВт или 0,55 Гкал/час.

1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности.

Все котельные агрегаты были введены в эксплуатацию в 2015 году, в связи с чем, износ оборудования незначителен, ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность соответствует установленной и составляет 0,55 Гкал/час (640 кВт).

1.2.3.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Годовая величина потребления тепловой энергии на собственные нужды на котельной МУП АГО «Преобразование» составляет 4,77 % от общего объема выработки тепловой энергии или 50 Гкал/год.

Сведения об объеме выработки и потребления тепловой энергии на собственные нужды представлены в таблице 62. Сведения о тепловой мощности нетто источника представлены в таблице 63.

Таблица 62

Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МУП АГО «Преобразование»

Параметр	Ед.изм.	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	1049
Объем потребления на собственные нужды	Гкал	50
	%	4,77%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	999

Таблица 63

Баланс тепловой мощности котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Параметр	Ед.изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	0,55
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,55
Собственные нужды котельной	Гкал/час	0,019
	%	4,77%*
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,531

* собственные нужды составляют 4,77% от вырабатываемой тепловой мощности, равной 0,392 Гкал/час, или 3,45% от располагаемой тепловой мощности котельной

1.2.3.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Котельные агрегаты ZOTA «PROM» 160/0,4 были введены в эксплуатацию на котельной МУП «Преобразование» в с. Одинск в 2015 году.

1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности.

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой системе с температурным графиком 95/70 С. На котельной имеется один вывод Ду 100.

1.2.3.7. Среднегодовая загрузка оборудования.

Суммарная наработка всех котлов в 2015 году составила 7320 часов. Сведения о месячной загрузке каждого котельного агрегата представлены в таблице 64.

Таблица 64

Сведения о работе основного оборудования котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Период	Наработка, ч.			
	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3	Котел № 4
Январь	744	-	-	744
Февраль	168	48	-	672
Март	240	144	-	384
Апрель	-	720	-	-
Май	-	360	-	-
Июнь	-	-	-	-
Июль	-	-	-	-
Август	-	-	-	-
Сентябрь	144	192	-	-
Октябрь	-	120	216	456
Ноябрь	-	240	720	-
Декабрь	-	288	432	288
Итого:	1296	2112	1368	2544

1.2.3.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Приборы учета тепловой энергии на источнике теплоснабжения отсутствуют, в связи с чем, учет тепла производится только расчетным методом.

1.2.3.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

За последние 5 лет на котельной МУП АГО «Преобразование» был зафиксирован только один отказ. Статистика отказов и восстановлений оборудования представлена в таблице 65.

Таблица 65

Сведения об авариях и отказах на котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Год	Наименование и характеристика инцидента	Отказавший узел, элемент	Продолжительность отказа,ч
2014	Свищ на трубе в помещении котельной	труба, Ду108	10

1.2.3.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной МУП АГО «Преобразование» отсутствуют.

1.2.3.11. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.

В таблице 66 представленны основные технико-экономические показатели работы котельной МУП АГО «Преобразование».

Таблица 66

Технико-экономические показатели работы котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

Параметр	Ед.изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	0,550
Ограничения тепловой мощности	Гкал/час	0,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,550
Потребление т/э на собственные нужды станции	Гкал/час	0,017
Подключенная нагрузка	Гкал/час	0,245
Резерв («+»)/Дефицит («-») тепловой мощности	Гкал/час	0,190
Удельный расход электроэнергии на выработку т/э	кВт.ч/Гкал	724,26

1.2.4. МУП АГО «Преобразование» (электрокотельная МУП АГО «Преобразование», расположенная в д.Зуй АГО).

1.2.4.1. Структура основного оборудования.

На электрокательной МУП АГО «Преобразование», расположенной в деревне Зуй, установлено два электрических котельных агрегата ZOTAProm по 250 кВт (0,215 Гкал/час) каждый. Параметры котельного оборудования представлены в таблице 67.

Таблица 67

Основное оборудование котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

№	Марка котла	Тепловая мощность, Гкал/час (кВт)	Максимальное изб. рабочее давление, Мпа (кг/скв.м)	Максимальная температура нагрева воды, °С	Год ввода в эксплуатацию
1	ZOTA Prom 250	0,215 (250)	0,6 (6,0)	90	2015
2	ZOTA Prom 250	0,215 (250)	0,6 (6,0)	90	2015

1.2.4.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования.

Установленная мощность одного котла ZOTAProm 250 составляет 250 кВт или 0,215 Гкал/ч. Установленная мощность котельной соответственно составляет 500 кВт или 0,430 Гкал/ч.

1.2.4.3. Ограничения тепловой мощности параметры располагаемой тепловой мощности.

Оборудование котельной введено в эксплуатацию в 2015 году. Ввиду чего износ агрегатов незначителен, ограничения тепловой мощности отсутствуют.

1.2.4.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Котельная МУП АГО «Преобразование» потребляет 0,009 Гкал/ч на собственные нужды, что составляет 2,15 % от располагаемой тепловой мощности котельной. Параметры тепловой мощности нетто представлены в 68.

Таблица 68

Параметры тепловой мощности нетто котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	0,430
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,430
Собственные нужды котельной	Гкал/час	0,009
	%	2,15
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,421

1.2.4.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Все теплофикационное оборудование котельной было введено в эксплуатацию в 2015 году, после чего освидетельствования не проводились.

1.2.4.6. Схемы выдачи тепловой мощности.

Отпуск тепловой энергии осуществляется по зависимой системе с температурным графиком 95/70^{0}С. На котельной имеется один вывод Ду 70.

1.2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности.

Суммарная наработка всех котлов в 2015 году составила 5850 часов. Сведения о среднегодовой загрузке котельных агрегатов представлены в таблице 69.

Таблица 69

Сведения о работе основного оборудования котельной

Период	Наработка котла № 1, ч	Наработка котла № 2, ч
Январь	385	386
Февраль	342	345
Март	372	372
Апрель	360	360
Май	180	180
Июнь	-	-
Июль	-	-
Август	-	-
Сентябрь	168	168
Октябрь	372	372
Ноябрь	360	360
Декабрь	382	386
Итого:	2921	2929

1.2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

Для учета тепла, отпущенного в тепловые сети, используется оборудование на базе тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ-042. Тепловычислитель предназначен для использования на узлах учета тепловой энергии с целью измерения параметров теплоносителя и представления данных по потреблению тепло- и водоресурсов.

В узел учета входят датчики температуры и давления ЭРСВ-440Ф, по одному для работы в нормальном режиме и еще по два для каждого параметра для работы в аварийном режиме.

1.2.4.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Ввиду того, что все теплофикационное оборудование было введено в эксплуатацию в 2015 году, отказов и восстановлений оборудования не происходило.

1.2.4.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) отсутствуют.

1.2.4.11. Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения.

В таблице 70 представлены основные технико-экономические показатели работы котельной.

Таблица 70

Технико-экономические показатели работы котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Параметр	Ед .изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	0,430
Ограничения тепловой мощности	Гкал/час	0,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,430
Потребление т/э на собственные нужды станции	Гкал/час	0,009
Подключенная нагрузка	Гкал/час	0,231
Резерв («+»)/Дефицит («-») тепловой мощности	Гкал/час	0,152
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	783,3

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

1.3.1.ООО «Байкальская энергетическая компания».

1.3.1.1. Структура тепловых сетей

Тепловые сети ООО «Байкальская энергетическая компания» от источников станции ТЭЦ-9, станции Участок № 1 ТЭЦ-9 и станции ТЭЦ-10 составляют одну систему централизованного теплоснабжения. Общая протяженность тепловых сетей составляет 435039,505 м в двухтрубном исчислении.

1.3.1.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.1.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.

Тепловая изоляция тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» от источников станции ТЭЦ-9, станции Участок № 1 ТЭЦ-9 и станции ТЭЦ-10 представленна следующими типами изоляционных материалов: минераловатные маты с покрытием из асбестобетонной скорлупы, скорлупы из пенополиуретана с покрытием из оцинкованной стали, минераловатные маты с покрытием из рулонного стеклопластика.

Основные типы прокладкитепловых сетей: надземная на низких опорах, подземная в непроходном канале.

Характеристика грунтов в местах прокладкитепловых сетей: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

Основной тип компенсирующих устройств: П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Параметры тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» представлены в таблицах 71-72.

1.3.1.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

На тепловых сетях ООО «Байкальская энергетическая компания» установлена секционирующая и регулирующая арматура Ду 32-1000. Арматура в основном представлена клиновыми задвижками, поворотными затворами и шаровыми кранами. Часть запорно-регулирующей арматуры снабжена электроприводом. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ООО «Байкальская энергетическая компания» представлены в программе Zulu.

1.3.1.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

Тепловые камеры выполнены в нескольких исполнениях:

а) выполненные из кирпичной кладки с железобетонными плитами покрытия на металлических балках;

б) выполненные из монолитного железобетона с железобетонными плитами покрытия на металлических балках;

в) выполненные из блоков ФБС с железобетонными плитами покрытия на металлических балках.

Павильоны выполнены в нескольких исполнениях:

а) фундамент – бетонный ленточный под несущие стены;

б) стены – кирпич, стеновые панели;

в) плиты перекрытия – железобетонные;

г) кровля – мягкая, скатная.

1.3.1.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Температура воды в подающем трубопроводе при различных температурах наружного воздуха поддерживается не ниже 70°С. Расчетный температурный график тепловой сети станции ТЭЦ-9, станции Участок № 1 ТЭЦ-9 и станции ТЭЦ-10 – 143,7/70,2°С. После насосных смешения, в мкр Китой и п. Мегет температурный график составляет 95/70°С.

Температурный график обоснован удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки. График представлен в таблице 73.

Таблица 71

Параметры тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование	Длина итого (м.к.)	Длина по диаметрам									
		32	38	44,5	57	76	89	108	133	159	194
ВСЕГО тепловых сетей по УТС станции ТЭЦ-9	435039,505	6209,88	6688,09	12334,95	33892,30	41189,7	39358,54	41946,12	30317,32	32833,57	1005,58
В том числе надземная прокладка	113808,95	314,94	300,53	294,53	873,93	2579,90	3568,36	5059,13	4993,74	3400,09	314,00
В том числе подземная прокладка	321230,56	5894,94	6387,56	12040,42	33018,37	38609,80	35790,18	36886,99	25323,58	29433,48	691,58

Таблица 72

Параметры тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания» (продолжение)

Наименование	Длина по диаметрам										
	35557,65	12627,60	18592,22	2223,23	19329,52	4428,31	27993,78	21139,75	26427,53	16492,26	4451,61
ВСЕГО тепловых сетей по УТС станции ТЭЦ-9	9571,97	330,70	4124,93	94,00	9768,75	0,00	16703,00	11265,66	21645,94	14153,24	4451,61
В том числе надземная прокладка	25985,68	12296,90	14467,29	2129,23	9560,77	4428,31	11290,78	9874,09	4781,59	2339,02	0,00
В том числе подземная прокладка	35557,65	12627,60	18592,22	2223,23	19329,52	4428,31	27993,78	21139,75	26427,53	16492,26	4451,61

Таблица 73

Утвержденный эксплуатационный температурный график от источников станции Участок №1 ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-10

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе на выходе с источника (ТЭЦ)	Температура сетевой воды после системы отопления	Температура сетевой воды после элеватора, для подающего трубопровода системы отопления
8	70,00	46,96	54,78
7	70,00	46,43	54,43
6	70,00	45,91	54,08
5	70,00	45,39	53,74
4	70,00	44,88	53,40
3	70,00	44,37	53,07

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе на выходе с источника (ТЭЦ)	Температура сетевой воды после системы отопления	Температура сетевой воды после элеватора, для подающего трубопровода системы отопления
2	70,40	43,87	52,74
1	71,75	43,37	52,41
0	72,85	43,94	53,38
-1	74,64	45,10	54,75
-2	76,93	45,99	56,12
-3	79,6	46,63	57,48
-4	81,87	47,50	58,82
-5	83,42	48,37	60,16
-6	85,87	49,22	61,49
-7	87,60	50,07	62,81
-8	89,83	50,91	64,12
-9	92,06	51,74	65,42
-10	94,27	52,57	66,72
-11	96,48	53,88	68,01
-12	98,68	54,20	69,29
-13	100,88	55,00	70,57
-14	103,06	55,99	71,84
-15	105,25	56,59	73,10
-16	107,42	57,38	74,36
-17	109,59	58,16	75,61
-18	111,76	59,20	76,86
-19	113,92	59,70	78,10
-20	116,07	60,47	7933
-21	118,22	61,23	8037
-22	120,37	61,98	81,79
-23	122,51	62,73	83,01
-24	124,65	63,48	84,23
-25	126,78	64,22	85,44
-26	128,9	64,95	86,65
-27	131,03	65,69	87,86
-28	133,15	66,42	89,06
-29	135,26	67,14	90,25
-30	137,37	67,86	91,45
-31	139,48	68,58	92,63
-32	141,58	69,29	93,82
-33	143,68	70,20	94,60

1.3.1.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

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

1.3.1.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.1.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей.

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях за 2011-2015 гг. с указанием причин их возникновения и временем устранения представлены в таблице 74.

Таблица 74

Статистика отказов и восстановлений на тепловых сетях ООО «Байкальская энергетическая компания»

№	Причины возникновения	Аварии												Недоотпуск тепловой энергии, Гкал.											
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Нарушения сварки, дефекты монтажа	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Прочие	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей производится на основании результатов технического диагностирования в соответствии с СО-153.34.0-20.673 «Рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии» и на основании результатов визуально измерительного контроля трубопровода.

1.3.1.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением.

Описание процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей содержатся в документации, представленной в программе Zulu.

1.3.1.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя представлены в таблице 75.

Таблица 75

Нормативные годовые затраты и потери тепловой энергии на 2014-2016 гг.

Наименование системы теплоснабжения, населенного пункта	Наименование предприятия (филиала ЭСО), эксплуатирующего тепловые сети	Тип теплоносителя, его параметры	Нормативные годовые затраты и потери тепловой энергии на период, Гкал								
			2014г			2015г			2016 г		
			с изоляцией	технологические затраты	всего	с изоляцией	технологические затраты	всего	с изоляцией	технологические затраты	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СЦТ станция Участок № 1 ТЭЦ-9	УТС ТЭЦ-9 (г.Ангарск)	горячая вода 143,7/70,7 С	108 937	15 033	123 970	107 762	14 916	122 678	107 489	14 797	122 286
СЦТ станция ТЭЦ-9		горячая вода 143,7/70,7 С	499 945	104 450	604 395	484 837	103 761	588 598	482 273	102 853	585 126
СЦТстанция ТЭЦ-10		горячая вода 143,7/70,7 С	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СЦТстанция Участок №1 ТЭЦ-9, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10		горячая вода 143,7/70,7 С	608 882	119 483	728 365	592 599	118 677	711 276	589 762	117 650	707 412
ТЭЦ-10		пар отбор 7-13 кгс/скв.м	17 441	1 621	19 062	17 447	1 622	19 069	17 498	1 254	18 752
Всего по ЭСО		вода+пар	626 323	121 104	747 427	610 046	120 299	730 345	607 260	118 904	726 164

1.3.1.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.

Тепловые потери в сетях источников ООО «Байкальская энергетическая компания» за 2013-2015 годы представлены в таблице 76.

Таблица 76

Тепловые потери в сетях источников ООО «Байкальская энергетическая компания» за 2013-2015 годы

Наименование системы теплоснабжения	Тип системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Потери в тепловой сети, тыс. Гкал		
			2013	2014	2015
СЦТ Участок №1 ТЭЦ-9	открытая	горячая вода 143,7/70,2 С	60,614	96,949	100,736
СЦТ ТЭЦ-9	открытая	горячая вода 143,7/70,2 С	484,920	434,782	399,620
СЦТ ТЭЦ-10	открытая	горячая вода 143,7/70,2 С	28,306	19,172	35,281

1.3.1.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения отсутствуют.

1.3.1.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям ООО «Байкальская энергетическая компания» используют элеваторную схему присоединения с открытым водоразбором ГВС, представленную на рисунке 5.

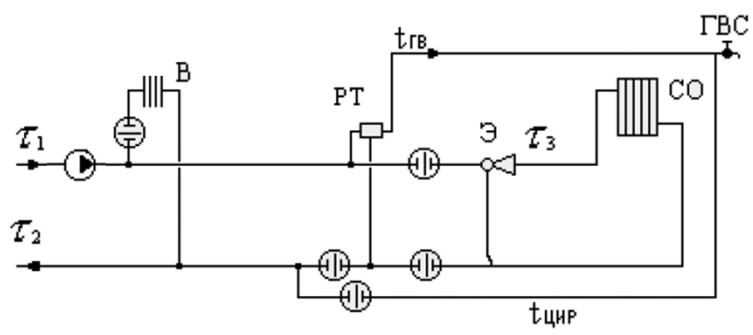

Рисунок 5. Элеваторная схема присоединения потребителей

1.3.1.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

33,2 % потребителей ООО «Байкальская энергетическая компания» оборудованы приборами учета тепловой энергии (отопление и вентиляция – 29,2%, ГВС – 37,2%, пар – 100%). 66,8% потребителей производит учет потребляемой тепловой энергии рассчетным методом.

Данные о приборах учета, установленных у потребителей тепловой энергии, представлены в таблице 77.

Таблица 77

Сведения по установленным приборам учета тепловой энергии и теплоносителя у потребителей ресурса

№	Тип прибора учета	Количество установленных приборов учета указанного типа			
		Горячее водоснабжение	Отопление и вентиляция	Пар	Всего
1	ВСГ	594	5	-	600
2	SKM-1	2	2	-	4
3	SA-94	21	28	-	49
4	VLF-R	23	-	-	23
5	Взлет-ТСР/ТСРВ	480	152	-	632
6	КМ-5	224	304	-	528
7	Метер СВ-25	4	-	-	4
8	СВ-15/15Г	64	-	-	64
9	СВК	77	1	-	78
10	ТСРВ	698	1130	-	1828
11	WFW20	124	2	-	126
12	МАГИКА	1	2	-	3
13	Охта	14	-	-	14
14	ТЭМ-104	914	1100	-	2014
15	ТЭМ-105	6	6	-	12
16	ТЭМ-05М	14	26	-	40
17	MTW-20	5	-	-	5
18	Условный тип	3	-	-	3
19	ВСКМ 90/90-20	8	1	-	9
20	СГВ	62	-	-	62
21	СВУ	29	-	-	29
22	САЯНЫ	1	-	-	1
23	ЕТК-15	2	-	-	2
24	ВКТ-7	3	3	1	7
25	ЭКО-15	1	-	-	1
26	ETW-20	1	-	-	1
27	СПТ-961/961К	3	5	1	9
28	СПТ-942	1	2	-	3
29	Нарва	2	-	-	2
30	МТ-200DS	3	5	-	8
31	КСТ-В	1	2	-	3
32	ВСХ-20	1	-	-	1
33	ТСК-7	1	-	-	1
34	СКВГ	1	-	-	1
35	ВКГ	1	-	-	1
36	Multical	-	1	-	1
37	Расчет производится по нагрузке	5717	6722	-	12439
Всего		9107	9499	2	18608
Оснащены приборами учета		3390	2777	2	6169

1.3.1.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Диспетчерское управление насосными станциями ООО «Байкальская энергетическая компания» осуществляется с помощью «Автоматизированной информационно-измерительной системы диспетчерского управления» (далее – АИИСДУ). АИИСДУ насосными станциями осуществляет:

а) текущий технологический контроль работы оборудования насосных перекачивающих станций (НПС) и параметров теплоносителя на НПС и теплоисточниках станции ТЭЦ-1, станции ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-10;

б) дистанционное и автоматическое управление работой насосов, запорной и запорно-регулирующей арматурой;

в) автоматическое регулирование давления и температуры подающей и обратной магистрали насосных станций.

АИИСДУ насосными станциями УТС ТЭЦ-9 представляет собой комплекс программно-аппаратных средств и выполняет следующие функции:

а) автоматический анализ и хранение параметров измерения по каждой НПС;

б) постоянный контроль линии связи, фиксация отклонения, уход измеряемых параметров от заданных значений, регистрация момента пропадания напряжения питания и переход в режим ожидания, с учетом времени включения питания и продолжение ведения измерения;

в) реализация и контроль выполнения управляющих воздействий;

г) выработка автоматических управляющих воздействий на оборудование НПС;

д) передача дистанционных управляющих воздействий на оборудование (НПС);

е) предоставляет доступ к управлению параметрами системы;

ж) позволяет просматривать любой набор измеряемых параметров в любой последовательности;

з) позволяет получать текущую информацию о ходе измерений по интересующему параметру НПС в цифровом и графическом виде.

1.3.1.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

Данные по средствам автоматики и защиты представлены в таблице 78.

Таблица 78

Средства автоматики и защиты на сетях ООО «Байкальская энергетическая компания»

Тип САРЗ	Кол-во, шт.	Расход теплоносителя, куб.м/ч	Место установки (под./обр. тр-д)	Продолж-сть работы в течение года, ч.	Нормативные годовые потери и затраты теплоносителя, куб.м(т)
РК-1	6	0,03	под. тр-д	5760	1037
РК-1	10	0,03	обр. тр-д	5760	1728

1.3.1.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

На насосных станциях ООО «Байкальская энергетическая компания» установлены предохранительные клапана для недопущения повышения давления в тепловых сетях сверх нормативного, а такжеиндивидуальный тепловой пункт у потребителей оборудованы защитой от превышения давления.

1.3.1.20. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора эксплуатирующей организации.

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории АГО представлен в таблице 79.

Таблица 79

Перечень бесхозяйных тепловых сетей на территории АГО

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Длина в двухтрубном исчислении, м	Диаметр условный трубопровода тепловой сети, мм									Год ввода
				32	40	50	65	80	100	125	150	200	
				м	м	м	м	м	м	м	м	м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Тепловая сеть от ТК-12 до ж/д	квартал 94, дом 27а	46,24			46,24							2003
2.	Тепловая сеть от УТ-9 до УТ-1	микрорайон 32, дом 8в	96,6						96,6				2002
	Тепловая сеть от УТ-1 до ж/д № 8в		26,8					26,8					
3.	Тепловая сеть от УТ-12 до УТ-1, УТ-2	микрорайон 34	322,61								322,61		2006, 2007
4.	Тепловая сеть от УТ-2 до УТ-3	микрорайон 34, ж/д (бл. 3, 4)	76,04							76,04			2008
	Тепловая сеть от УТ-3 до УТ-4 и бл. 3, 4		64,51				64,51						
5.	Тепловая сеть от УТ сущ. до УТ-1	микрорайон 34, ж/д 5, 18, 31	106,43						106,43				2008
	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-3		80,37					80,37					
	Тепловая сеть от УТ-3 до УТ-4		49,2				49,2						
	Тепловая сеть от УТ-3 до ж/д 18		29,05	29,05									
	Тепловая сеть от УТ-3 до ж/д 31		21,85	21,85									
	Тепловая сеть от УТ-4 до УТ 4а		36,5			36,5							
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/1		43,2	43,2									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/2		41,2	41,2									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/3		27,5	27,5									
	Тепловая сеть от УТ-4а до бл.5/4		18,1	18,1									
6.	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-5	микрорайон 34, ж/д 29, 28, 27, 26, 25	39,3			39,3							2008
	Тепловая сеть от УТ-5 до УТ-6		42,85			42,85							
	Тепловая сеть от УТ-6 до УТ-7		30			30							
	Тепловая сеть от УТ-7 до УТ-8		23			23							
	Тепловая сеть от УТ-5 до ж/д 29		12,5	12,5									
	Тепловая сеть от УТ-6 до ж/д 28		10,25	10,25									
	Тепловая сеть от УТ-7 до ж/д 27		12,4	12,4									
	Тепловая сеть от УТ-8 до ж/д 26		17	17									
	Тепловая сеть от УТ-8 до ж/д 25		24	24									
7.	Тепловая сеть от бл. 3 до бл.4	микрорайон 30, ж/д 14 (бл.4, 5)	17,44			17,44							2006
	Тепловая сеть от бл. 4 до бл. 5		5,27		5,27								
8.	Тепловая сеть от УТ-12 до УТ-1 (ЦТП-1)	микрорайон 30, ул. Норильская (от УТ-12 до бл. 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10, 11-12, 13-14, 15-16)	265,5					265,5					
	Тепловая сеть от УТ-1 (ЦТП-1) до УТ-2 (ЦТП-2)		75,05				75,05						
9.	Тепловая сеть от УТ-1 до УТ-2	микрорайон 30, ж/д 14а (бл. 1, 2, 3)	171,23									171,23	2006, 2007
	Тепловая сеть от УТ-2 до бл. 2		43,73			43,73							
	Тепловая сеть от УТ-2 до бл. 3		24		24								
	Тепловая сеть от бл. 2 до бл. 1		12,61		12,61								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10.	Тепловая сеть от УТ-2 до УТ-3	микрорайон 30, ул. Норильская	115,34									115,34	2007, 2009
	Тепловая сеть от УТ-3 до ЦТП-1 (бескан.)		201,19						86,37	114,82			
	Тепловая сеть от ЦТП-1 до ЦТП-2 (бескан.)		61,8					61,8					
11.	Тепловая сеть от УВК-1 (ЦТП)	квартал 251	96,68						96,68				2010, 2011
12.	Тепловая сеть от ТК-16а до ТК-1	квартал 81 (здание бывшей швейной фабрики)	53,3								53,3		1956
	Тепловая сеть от ТК-1 до ТК-2		63,3								63,3		
	Тепловая сеть от ТК-1 до бывшего административного корпуса		15				15						
	Тепловая сеть от ТК-2 до ж/д 4		31,3				31,3						
	Тепловая сеть от ТК-2 до ТК-3		72,3								72,3		
	Тепловая сеть От ТК-3 до ост. здания		6								6		
	Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-4		109,8				109,8						
	Тепловая сеть от ТК-4 до ж/д 16		14				14						
	Тепловая сеть от ТК-4 до ТК-5		50,8		50,8								
	Тепловая сеть от ТК-5 до здания 3		16		16								
	Тепловая сеть от административного корпуса до ремонтных мастерских		46,5		46,5								
13.	Теплосеть от УТ-7 до блок-секции № 4 жилого дома № 19, 32 микрорайона	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	6,11				6,11						2011
14.	Теплосеть от УТ-5 до блок-секции № 1 жилого дома № 19, 32 микрорайона	г. Ангарск, микрорайон 32, жилой дом № 19	13,08				13,08						2011
15.	Тепловая сеть от УТ-1 (ЦТП) до жилых домов ТСЖ в 251 квартале	г. Ангарск, квартал 251, 38:26:040302:1161	668,39	25,89	88,2	205,91	88,62	104,1	66,98	88,69			2012
16.	Тепловая сеть от ТК-4а до жилого дома № 11, 94 квартала	г. Ангарск, квартал 94	31,74			31,74							2013
17.	Тепловые сети от УТ-29 а до УТ-1, город Ангарск, микрорайон 18	г. Ангарск, микрорайон 18, в районе жилых домов №19-№20, район пересечения Ленинградского проспекта и ул. Социалистическая, в 12 метрах северо-западнее от жилого дома № 7, микрорайон 18	81,09								54,06	27,03	2012-2015
18.	Тепловые сети от УТ-1 до блок-секции № 11 жилого дома № 20, нежилого помещения № 3, подземной автостоянки № 3, город Ангарск, микро22.район 18		20,05				20,05						
19.	Тепловые сети от УТ-1 до УТ-2, город Ангарск, микрорайон 18		192,195								128,13	64,065	
20.	Тепловые сети от УТ-2 до блоков 10, 9 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		43,035			14,345		28,69					
21.	Тепловые сети от УТ-2 до блока 8 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		23,19			7,73		15,46					
22.	Тепловые сети от УТ-2 до УТ-3, город Ангарск, микрорайон 18		40,2							13,4	13,4	13,4	
23.	Тепловые сети от УТ-3 до блока 7 дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		25,845		8,615		17,23						
24.	Тепловые сети от УТ-3 до УТ-4, город Ангарск, микрорайон 18		38,4						12,8	12,8	12,8		
25.	Тепловые сети от УТ-4 до блока 6 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		32,1		10,7		21,4						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
26.	Тепловые сети от УТ-4 до УТ-5, город Ангарск, микрорайон 18		39,975						13,325	13,325	13,325		
27.	Тепловые сети от УТ-5 до блока 5 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		32,31		10,77		21,54						
28.	Тепловые сети от УТ-5 до УТ-6, город Ангарск, микрорайон 18		55,56						18,46	37,1			
29.	Тепловые сети от УТ-6 до блока 4 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		34,35		11,45		22,9						
30.	Тепловые сети от УТ-6 до подземной автостоянки № 1 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		23,25			23,25							
31.	Тепловые сети от УТ-6 до УТ-7, город Ангарск, микрорайон 18		31,425			10,475			20,95				
32.	Тепловые сети от УТ-7 до блоков 3, 2 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		21,15			7,05		14,1					
33.	Тепловые сети от УТ-7 до блока 1 жилого дома № 19, город Ангарск, микрорайон 18		29,325			9,775	19,55						
34.	Тепловые сети от УТ-2 через УТ-1 до наружной стенки здания жилого дома № 8, город Ангарск, квартал 98	г. Ангарск, квартал 98, в районе жилого дома № 8	214,86		26,67			188,19					2014
35.	Тепловая сеть от 34 микрорайона, дома 54	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 34	69			69							
36.	Центральный тепловой пункт	г. Ангарск, квартал 251 (на территории внутриквартального проезда между домами № 13Б и № 14), 38:26:040302:1161	76,2	7,7	18,5	12,5	6,5		31				2011
37.	Участок тепловой сети от УТ-37 сущ. до УТ-1	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040703:4886	73						73				2017
38.	Участок тепловой сети от УТ-1 до блок-секции № 1, 2	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040703:4884	27					27					2017
39.	Участок тепловой сети от УТ-1 до блок-секции № 3	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 33, вдоль ул. Космонавтов, 38:26:040703:4885	59				59						2017
40.	Тепловая сеть жилой дом № 20, 29 микрорайон	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 29, дом 20, 38:26:040802:5531, 38:26:040802:5528	29					29					2006-2010
41.	Тепловая сеть жилой дом № 25, 29 микрорайон	Иркутская область, г. Ангарск, микрорайон 29, дом 25, 38:26:040802:5535	36				36						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
42.	Тепловая сеть от ТК до стены дома ТСЖ (в том числе ЦТП)	Иркутская область, г. Ангарск, квартал 251	446										
43.	Тепловая сеть	На участке тепловой камеры до ввода в здание церкви Успения Пресвятой Богородицы, по адресу: Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, микрорайон Новый-4	15										
44	Тепловая сеть	Иркутская область, г. Ангарск, ул. Горького, от ТК-2а до ТК-5	174										

Решение по выбору эксплуатирующей организации бесхозяйных тепловых сетей регламентировано п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

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

1.3.2.АО «АНХК».

1.3.2.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.

АО «АНХК» обеспечивает передачу и распределение тепловой энергии, полученной от ТЭЦ-9 через собственные магистральные трубопроводы своим субабонентам. Диспетчерские службы субабонентов организуют потребление тепловой энергии непосредственно на своих объектах.

Территориально АО «АНХК» делится на два промышленных массива.

Первый промышленный массив включает в себя химическое производство и небольшую часть завода масел.

Второй промышленный массив включает в себя нефтеперерабатывающий завод и основное производство завода масел.

В таблице 80 представлен перечень тепловых сетей1 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК».

В таблице 81 представлен перечень тепловых сетей 2 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК».

В таблице 82 представлен перечень тепловых сетей 3 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК».

1.3.2.2.Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.2.3.Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.

Информация о годе начала эксплуатации тепловых сетей представлена в таблицах 82, 83.

Для тепловой изоляции трубопроводов используется минеральная вата. Покровный слой теплоизоляции – сталь, оцинкованная 0,55 мм. Прокладка трубопроводов тепловых сетей – надземная. Для компенсации движения трубопроводов при изменениях температуры теплоносителя используется самокомпенсация.Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов. Характеристика грунтов в местах прокладки: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

Таблица 80

Перечень тепловых сетей 1 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК»

№	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (^{0}С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Длина по участ., м
1	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1978	273х8	2982,00
	Т.в.обр	1,2	150			273х8	2982,00
2	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2012	530х8	956,00
3	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1974	530х7	3307,00
						273х8	1080,00
4	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2012	325х10, 273х8, 159х8	404,70
	Т.в.обр	1,2	150			325х10, 273х8, 159х8	350,70
5	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1980	377 х 9	450,00
	Т.в обр.	1,2	150			219х8	130,00
6	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1981	159х6	2840,00
7	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1975	159 х4,5	320,00
						89х4	600,00
8	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1975	630х9	1253,00
						325х8	489,00
9	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1974	377х9	322,73
						273х9	230,07
						219х8	152,10
						630х8	279,00
						630х8	119,80
						630х10	99,60
						530х10	652,50
10	Т.в обр.	1,2	150	IV	1974	377х9	322,73
						273х8	230,07
						219х8	152,00
						159х4.5	34,00
						530х8	564,50
						630х8	240,00
						630х9	387,00
11	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1966	108х4	222,00
						219х7	844,00
						159х5	136,00
12	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1970	630х8	1540,00
13	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1970	273х8	250,00
	Т.в.обр.	1,2	150			273х8	250,00
14	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2007	273х8, 159х5	207,10
	Т.в.обр.	1,2	150			273х8, 159х5	209,00
15	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1971	630х8	932,00
						500	325,00
16	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1972	273х8	300,00
						76х3,5	26,00
17	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1985	219х8	1221,00
18	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	108х4	730,00
19	Т.в обр.	1,2	150	IV	1980	377х9	450,00
						219х8	130,00
20	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	377х9	1998,00
21	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1977	377х9	2560,00
	Т.в.обр.	1,2	150			720х8	2560,00
22	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2003	377х16	455,00
23	Т.в.обр.	1,2	150	IV	2003	377х16	455,00
24	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	426х10	1338,00
25	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1982	426х9	2900,00
26	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1986	159х5	2142,00
27	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1972	133х5	54,00
28	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1973	530х8	1800,00
29	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2007	426х10	276,60
						377х10	18,10
						325х10	226,80
	Т.в.обр.	1,2	150			426х10	268,40
						377х10	22,20
						325х10	186,80
30	Т.в.пр.	1,2	150	IV	1975	529	12,00
						478	232,00
						426	192,00
31	Т.в.обр.	1,2	150	IV	2011	530х8	1452,00
	Т.в.пр.					325х8	663,50
	Т.в.обр.					325х8	909,50
	Т.в.пр.					219х8	559,00
	Т.в.обр.					219х8	559,00
32	Т.в.пр.	1,2	150	IV	2013	89х5	701,6
	Т.в.обр.						
33	Т.в.пр., т.в.обр.	1,2	150	IV	2014	89х6	114,00
						25х3	10,00

Таблица 81

Перечень тепловых сетей 2 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК»

№	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (^{0}С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
1	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2009	200	Ст20	1200,00
2	Т.в.п.	1,2	150	IV	2012	250	Ст20	250,00
3	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1959	273х9	Ст20	600,00
					2007	219х8	Ст20	400,00
4	Т.в.п.	1,2	150	IV	2010	273х9	Ст20	560,00
5	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1959	273х9	Ст20	953,00
6	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2013	219х8	Ст10	1403,00
						108х6		204,00
7	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2007	89х5	Ст20	1050,00
8	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1964	108х4	Ст20	240,00
9	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	2011	219х8	Ст20	690,00
10	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630х8	Ст3 СП	2482,00
11	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630х9	Ст3 сп	2500,00
12	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1970	630х9	Ст3	836,00
13	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1974	720х8	Ст3сп	814,00
14	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1976	720х8	Ст3 сп 2	6250,00
15	Т.в.п. и об.	1,2	150	IV	1976	159х4,5	Ст20	341,00
16	Т.в.пр. и об.	1,2	150	IV	2012	159х6	Ст20	402,00
						89х6		273,00
17	Т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	1979	530х8	Ст3сп2, 17ГС	1800,00
18	Т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	1975	530х8	14ХГС	50,00
19	Т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	1975	530х8	Ст3 сп 2	160,00
20	Т.в. обр.	1,2	150	IV	1975	500		230,00
						600		600,00
						400		416,00
						450		436,00
						300		350,00
21	Т-тр пр.	1,2	150	IV	1971	426х10		360,00

№	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (^{0}С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
22	Т/тр.в.пр.	1,2	150	IV	2011	273х8	Ст20	535,73
23	Т/тр.в.пр. и обр.				2014	89х5	Ст20	697,00

Таблица 82

Перечень тепловых сетей 3 теплового района ЭсП УЭн АО «АНХК»

№	Теплоноситель	Рабочее давление (Мпа)	Рабочая температура (^{0}С)	Категория трубопровода	Дата ввода в эксплуатацию	Диаметр, толщина стенки (мм)	Материал, сталь	Длина по участ., м
1	Т. в. пр.	1,2	150	IV	1994	108х4,5	Ст20	469,00
2	Т. в. обр.	1,2	150	IV	1994	108х4,5	Ст20	469,00
3	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1966	273х7	Ст20	320,00
4	Т. в.обр.	1,2	150	IV	1966	273х7	Ст20	320,00
5	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1992	89х3,5	Ст20	110,00
6	Т. в.обр.	1,2	150	IV	1972	219х7, 159х6	Ст20	395,00
7	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1964	30-150	Ст20	1050,00
8	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1967	57х3,5	Ст20	120,00
						108х4		594,00
9	Т.в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1966	150	Ст20	680,00
						200		140,00
10	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1963	529х9	Ст2	356,00
11	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1965	108х4	Ст20	140,00
12	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1996	57х4,5		60,00
13	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1980	219х8		456,00
14	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1972	630х10	Ст20	280,00
						426х10		200,00
						219х7		20,00
						89х3,5		20,00
15	Т. в. обр.	1,2	150	IV	1972	529х9	Ст20	480,00
16	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1983	920х9	ВСт3сп2	931,00
17	Т. в. обр.	1,2	150	IV	1983	920х9	ВСт3сп2	931,00
18	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1985	159х4,5	Ст20	888,00
19	Т. в. обр.	1,2	150	IV	1985	159х4,5	Ст20	888,00
20	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1969	529х7, 529х9, 720х9	МСт3 кп гр.Б	1962,00
21	Т. в.пр.	1,2	150	IV	1997	219х8	Ст20	204,00
22	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1978	57х3,5 89х4,5	Ст20	638,00
23	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1964	630х8	Ст3сп	400,00
24	Т. в.прямая	1,2	150	IV	1984	530х10	ВСт3сп	600,00
25	Т. в. пр. и обр.	1,2	150	IV	1988	219х8	Ст20	1086,00
26	Т. в. пр.	1,2	150	IV	1966	325х8 273х8	Ст20	415,00
27	Т. в.пр. и обр.	1,2	150	IV	1965	325х8	Ст10	690,00

1.3.2.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

Регулирующая арматура отсутствует, перечень секционирующей арматуры на тепловых сетях представлен в таблице 83.

Таблица 83

Перечень секционирующей арматуры на тепловых сетях АО «АНХК»

№	Место установки	Наименование согласно схеме	Диаметр
НПЗ			
1	Ряд 2-I прямая	2-I/1	900
2	Ряд 2-I обратная	2-I/2	900
3	А// прямая	А///1	600
4	А// обратная	А///2	600
5	2/ прямая	2'/1	600
6	2/ обратная	2'/2	600
ОПП			
1	Ряд А – I прямая	А-I/3	700
2	Ряд А – I обратная	А-I/4	700
3	Узел – 3А прямая	3/23	600
4	Узел – 3А обратная	3/24	600
5	Узел – 3Б прямая	Б/13	300
6	Узел – 3Б обратная	Б/14	300
7	Узел – 3В прямая	3/19	600
8	Узел – 3В обратная	3/20	600
9	Узел – 3Г прямая	3/7	600
10	Узел – 3Г обратная	3/10	600
11	Узел – 3Е прямая	3/15	500
12	Узел – 3Е обратная	3/14	500
13	Камера К-0 прямая	0/1	300
14	Камера К-0 обратная	0/2	300
15	Ряд 3 стойка № 268 прямая	3/29	300
16	Ряд 3 стойка № 268 обратная	3/30	300
17	Ряд 3В стойка № 297 прямая	3в/7	250
18	Ряд 3В стойка № 297 обратная	3в/8	250
19	Ряд 3В стойка № 238 прямая	3в/15	250
20	Ряд 3В стойка № 238 обратная	3в/16	250
21	Ряд 15-А-I стойка № 350 прямая	15-А-I/7	400
22	Ряд 15-А-I стойка № 350 обратная	15-А-I/8	400
23	Узел 15-А/07ф прямая	07-ф/1	200
24	Узел 15-А/07ф обратная	07-ф/1	200
25	Узел 5/Д/ прямая	Д//1	250
26	Узел 5/Д/обратная	Д//2	250
27	Узел 15-А/Д/ прямая	Д//7	250
28	Узел 15-А/Д/обратная	Д//8	250
29	Узел 07-а/07-4 прямая	07-4/1	350
30	Узел 07-а/07-4 обратная	07-4/2	350
31	Узел 4/Е прямая	Е/5	300
32	Узел 4/Е обратная	Е/6	300
33	Узел 3/Е прямая	Е/1	300
34	Узел 3/Е обратная	Е/2	300
35	Узел 15-А//07d прямая	07-d/3	300
36	Узел 15-А//07d обратная	07-d/4	300
37	Узел 15-А/07-а прямая	07-а/1	350
38	Узел 15-А/07-а прямая	07-а/3	350
39	Узел 15-А/07-а обратная	07-а/2	350
40	Узел 15-А/07-а обратная	07-а/4	350
41	Узел 15-А/07-к прямая	07-к/1	350
42	Узел 15-А/07-к обратная	07-к/2	350
43	Ряд 15-А прямая	15а/3	700
44	Ряд 15-А обратная	15а/4	700
45	Узел 15-А/Д/ прямая	Д//5	700
46	Узел 15-А/Д/обратная	Д//6	700
47	Ряд Ж прямая	Ж1	500
48	Ряд Ж обратная	Ж2	500

1.3.2.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

Прокладка трубопроводов тепловых сетей – надземная, тепловые камеры отсутствуют.

1.3.2.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется по температурному графику станции ТЭЦ-9..

Температурные графики обоснованы удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки.

1.3.2.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

1.3.2.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Пьезометрические графики представлены в геоинформационной программе Zulu. Давление в подающем трубопроводе составляет 1,2 МПа, давление в обратном трубопроводе 0,6 МПА. Гидравлические испытания проводятся при давлении 1,6 МПа.

1.3.2.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей.

За период с 2011 по 2015гг. аварий и отказов на тепловых сетях не зафиксировано.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.2.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер. Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

1.3.2.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Ангарская нефтехимическая компания» на 2016 год, утвержденные приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 28.09.201 № 116-мпр, с учетом изменений, принятых приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 28.10.2015 № 138-мпр, приведены в таблице 84.

Таблица 84

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Ангарская нефтехимическая компания»

Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя		
	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м (т)	Затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии, тыс. кВт
1	2	3	4
АО «Ангарская нефтехимическая компания», включая тепловые сети соответствующих систем теплоснабжения, расположенных на территории следующего населенного пункта:	Теплоноситель вода		-
	54332,4 (14,6)	100415,0	
	Теплоноситель пар		-
	178982,7 (6,98)	983,7	
г. Ангарск	Теплоноситель вода		-
	54332,4 (14,6)	100415,0	
	Теплоноситель пар 40 ата		-
	6830,0 (11,6)	28,0	
	Теплоноситель пар 20 ата		-
	23600,7 (4,5)	115,5	
	Теплоноситель пар 15 ата		-
	12548,2 (4,8)	103,1	
	Теплоноситель пар 10 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)		-
	72891,0 (9,1)	426,9	
	Теплоноситель пар 10 ата острый		-
	22690,4 (9,2)	132,9	
	Теплоноситель пар 4,5 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)		-
	40422,4 (5,9)	177,3	

1.3.2.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.

В условиях отсутствия испытаний тепловых сетей на фактические потери определение фактических потерь возможно только при наличии приборов учета на источнике тепловой энергии и полном оснащении всех потребителей приборами учета, или на основании результатов определения фактических потерь, полученных при проведении энергетических обследований теплосетевых организаций.

Тепловые потери в тепловых сетях АО «АНХК» за последние 3 года соответствуют нормативным и представлены в таблице 85.

Таблица 85

Тепловые потери в тепловых сетях АО «АНХК» за последние 3 года

Год	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя	
	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м
2013 г.	Теплоноситель – вода	
	53980,0	151027
	Теплоноситель – пар	
	205356	994,1
2014 г.	Теплоноситель – вода	
	53984,4	150607,09
	Теплоноситель – пар 40 ата	
	6908,21	28,42
	Теплоноситель – пар 20 ата	
	20527,41	71,59
	Теплоноситель – пар 15 ата	
	7178,81	58,59
	Теплоноситель – пар 10 ата	
	68970,39	437,23
	Теплоноситель пар – 10 ата (острый)	
	21469,9	159,29
	Теплоноситель – пар 4,5 ата	
	33777,55	120,95
2015 г.	Теплоноситель – вода	
	56207	160911,99
	Теплоноситель пар – 40 ата	
	6809	27,9
	Теплоноситель пар – 20 ата	
	23529	115,16
	Теплоноситель пар – 15 ата	
	12510	102,8
	Теплоноситель – пар 10 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)	
	72672	421,14
	Теплоноситель пар 10 ата	
	22622,2	131,14
	Теплоноситель – пар 4,5 ата (редуцированный из пара 20 и пара 15)	
	40300	166,6

1.3.2.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.2.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Все здания оборудованы системами водяного отопления с нагревательными приборами (радиаторами или регистрами из гладких труб), наиболее распространены однотрубные системы с нижней разводкой. Технологические объекты, кроме того, имеют калориферы на приточных вентиляционных системах.

Схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 6.

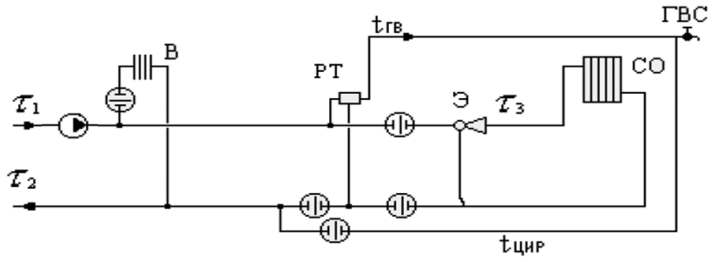

Рисунок 6. Схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

1.3.2.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Расчеты между АО «АНХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания» производятся по счетчикам ООО «Байкальская энергетическая компания» данные по приборам учета представлены в таблицах 54-56.

1.3.2.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Система телемеханизации отсутствует. ЭсП УЭн обеспечивает передачу и распределение тепловой энергии, полученной от станции Участка № 1 ТЭЦ-9 и станции ТЭЦ-9 через собственные магистральные трубопроводы АО «АНХК». Диспетчерские службы потребителей: объекты АО «АНХК», АО «Ангарский завод полимеров», АО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза», АО «Ангарскнефтехимремстрой», АО «Востсибмаш» и другие, организуют потребление тепловой энергии на своих объектах.

1.3.2.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Система телемеханизации отсутствует.

1.3.2.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления отсутствует.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территории АО «АНХК» не выявлены.

1.3.3.МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

1.3.3.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.

Тепловые сети двухтрубные, проложены в непроходных каналах.

Структура тепловых сетей от котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) представлена в таблице 86.

Таблица 86

Структура тепловых сетей от котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная	ТК-2	327	0,1	0,1
ТК-2	Детский сад	126	0,068	0,069
ТК-1	Библиотека	36	0,025	0,025
ТК-2	Школа	41	0,1	0,1

1.3.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Карта схема тепловых сетей от котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) представлена на рисунке 7.

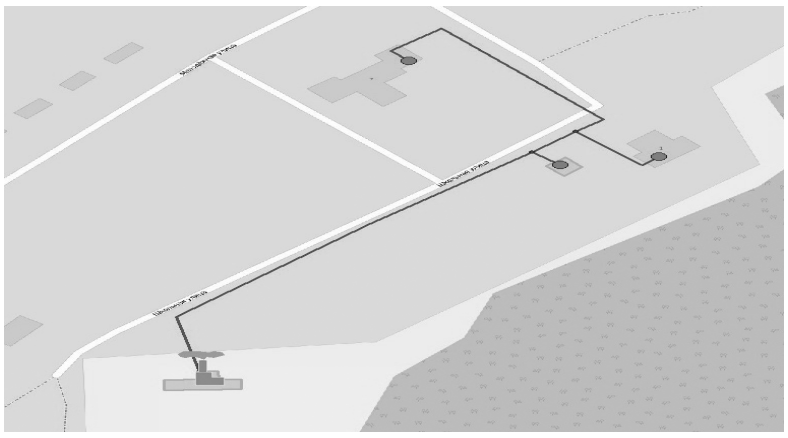

Рисунок 7. Схема тепловых сетей от котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

1.3.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки

Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию: 1985 год. Изоляция труб выполнена из пенополиуретановыхскорлуп, толщина изоляции – 40мм. Компенсация температурных деформаций осуществляется углами поворота и «П»-образными компенсаторами. Тип прокладки: подземный в непроходных каналах. Характеристика грунтов в местах прокладки: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

1.3.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

В качестве запорной арматуры на врезках к потребителям установлены:

а) стальные клиновые задвижки Ду 32 – 2 шт;

б) стальные клиновые задвижки Ду 70 – 2 шт;

в) шаровые краны Ду 100 – 2шт.

1.3.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

Тепловые камеры выполнены из кирпича, перекрытия железобетонные.

1.3.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной МУП АГО «Преобразование», расположенной в с. Одинск осуществляется качественным способом, то есть изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством. Котельная МУП АГО «Преобразование» работает по температурному графику 95/70°С, такой температурный график на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника теплоснабжения).

1.3.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

1.3.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск): давление в подающем трубопроводе – 6 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм. Пьезометрические графики представлены в геоинформационной программе Zulu.

1.3.3.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей

Статистика отказов и восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) представлена в таблице 87.

Таблица 87

Статистика отказов и восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Дата аварии (отказа)	Начало аварии	Ликвидация аварии	Длительность аварии (отказа)	Наименование и характеристика отказа	Отказавший узел, элемент
2013 год	13.00	18.00	6 часов	Разрыв теплосети	Разрыв трубы Ду 100

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

1.3.3.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Приборы учета тепловой энергии на котельной отсутствуют. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии согласно информации МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) представлены в таблице 88.

Таблица 88

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (согласно отчету по результатам обследования котельной в с. Одинск)

Период работы	Потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал (%)	Потери и затраты теплоносителя, куб. м (куб. м/час)
Межотопительный сезон		75 (0,025)
Отопительный период		200,5 (0,0348)
Итого за год	286 (27)	275,5

1.3.3.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.

Потери тепловой энергии в тепловых сетяхМУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) за последние 3 года соответствуют нормативным потерям.

1.3.3.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.3.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 8.

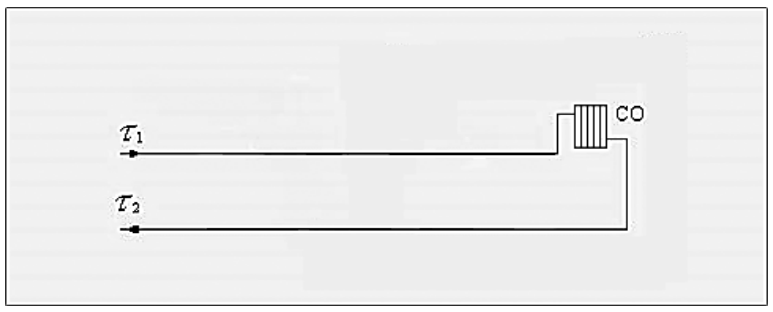

Рисунок 8. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям в с. Одинск

1.3.3.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

На настоящий момент на территории с. Одинск приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствует.

1.3.3.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

Управление электрокотлами осуществляется от шкафа управления, в котором смонтированы автоматы защиты, контактор и схема автоматики. В силовой цепи предусмотрены приборы контроля токовой нагрузки и напряжения, а также защиты, действующие на отключение электрокотла при перегрузках и коротких замыканиях. Схема автоматически позволяет поддержать постоянную температуру воды в водогрейной камере. В схеме автоматики предусмотрена защита, действующая на отключение электрокотла при нагреве корпуса котла до 45^{0}С. Предусмотрена световая сигнализация наличия напряжения, включения нагрева, отказа контактора, включения насоса, аварии (перегрузки по току и перегреву), а также перевода щита управления в режим дистанционного управления.

Диспетчерская служба МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) использует телефонную связь.

1.3.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

В системе теплоснабженияМУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на котельной установлен расширительный бак WRV-200.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территории с. Одинск отсутствуют.

1.3.4.МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

1.3.4.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.

Котельная в д. Зуй предназначена для теплоснабжения трех двухэтажных многоквартирных домов.

Тепловые сети от котельной выполнены в двухтрубном исполнении,в подземной прокладке в непроходных каналах из железобетонных лотков. Внутренний диаметр трубопроводов тепловых сетей 50 мм и 70 мм. Протяженность тепловых сетей составляет 160 м.

1.3.4.2.Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.4.3.Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.

Год начала эксплуатации котельной и тепловых сетей 2015 год. В качестве изоляции используются пенополеуретановые скорлупы.Компенсация температурных деформаций осуществляется углами поворота и «П»-образными компенсаторами. Тип прокладки: подземный в непроходных каналах из железобетонных лотков.

Характеристика грунтов в местах прокладки: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

1.3.4.4.Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

На тепловых сетях установлены краны шаровые (приварные) Ду 50.

1.3.4.5.Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

Тепловые камеры выполнены из кирпича, перекрытия железобетонные.

1.3.4.6.Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной в д. Зуй осуществляется качественным способом, то есть изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельная работает по температурному графику 95/70°С, такой температурный график на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

1.3.4.7.Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

1.3.4.8.Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения д. Зуй: давление в подающем трубопроводе – 6 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.4.9.Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей.

В связи с тем, что котельная и тепловые сети были введены в эксплуатацию в 2015 году, отказов и аварий не зафиксировно.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.4.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверх-

ности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

1.3.4.12. Капитальный и текущий ремонты.

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

1.3.4.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в д. Зуй составляют – 224 Гкал/год.

1.3.4.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.

Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года соответствуют нормативным.

1.3.4.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.4.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 9.

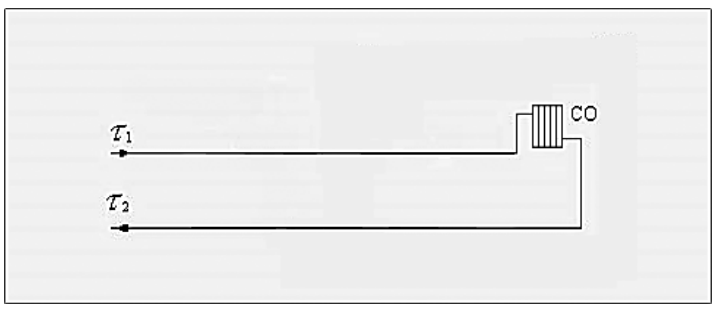

Рисунок 9. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям в д. Зуй

1.3.4.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

У потребителей отсутствуют приборы учета тепловой энергии. Прибор учета тепловой энергии установлен только на котельной.

1.3.4.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

На котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) установлен измерительный преобразователь ВЗЛЕТ адаптер сигналов (далее – ВЗЛЕТ АС). Преобразователь ВЗЛЕТ АС марки АССВ-030 – адаптер сотовой связи, предназначеный для передачи накопленных и текущих данных, а также сообщений о нештатных ситуациях от приборов учета в диспетчерскую систему.

В узел учета котельной входят: датчики температуры и давления, находящихся в работе, два датчика каждого параметра для работы в аварийном режиме. Со всех датчиков конечный сигнал поступает к диспетчеру.

1.3.4.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

В системе теплоснабжения д. Зуй центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.4.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на котельной установлен расширительный бак WesterHeating 200 WRV и предохранительный клапан.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территории д. Зуй отсутствуют.

1.3.5.ООО «Чистые ключи».с. Савватевка.

1.3.5.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.

Система теплоснабжения ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) двухтрубная с открытым горячим водоснабжением. Структура тепловых сетей ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) представлена в таблице 89.

Таблица 89

Структура тепловых сетей ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) (согласно акту передачи от 26.04.2022)

Внутренний диаметр трубопровода, мм	Общая протяженность участков, м (в двухтрубном исчислении)
32	538,2
57	1053
108	850
159	987
273	223,7
76	421
Всего:	4087
Всего в однотрубном исчислении:	8174

1.3.5.2.Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.5.3.Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.

Тип прокладки тепловых сетей ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка): подземная в непроходных каналах. Изоляция выполнена минеральной ватой. Тип компенсирующих устройств: П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Характеристика грунтов в местах прокладки: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

1.3.5.4.Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Специальной регулирующей арматуры на тепловой сети и у потребителей практически нет.

1.3.5.5.Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из кирпича и бетона.

1.3.5.6.Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) осуществляется качественным способом, то есть изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, стабильный гидравлический режим системы теплоснабжения, что является основным его достоинством.

Котельная работает по температурному графику 95/70°С, такой емпературный график на котельной обусловлен малой подключенной нагрузкой потребителей и малой протяженностью тепловых сетей (все потребители находятся на незначительном удалении от источника).

1.3.5.7.Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

1.3.5.8.Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Гидравлический режим работы системы теплоснабжения ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка): давление в подающем трубопроводе – 5,2 атм, давление в обратном трубопроводе – 3,8 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены вэлектронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.5.9.Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка):

2018 год – 0 аварийные ситуации.

2019 год – 1 аварийная ситуации, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода;

2020 год – 1 аварийная ситуация, время устранения от 2 до 24 часов, причина – износ трубопровода;

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка):

2021 год –0 аварийный ситуаций.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.5.10. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но

должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

1.3.5.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.5.12. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная с открытым разбором горячего водоснабжения. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунках 9 и 10.

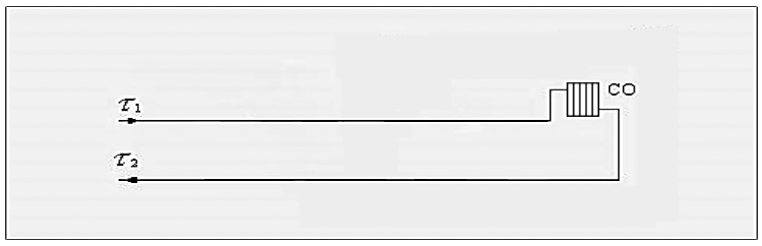

Рисунок 9. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

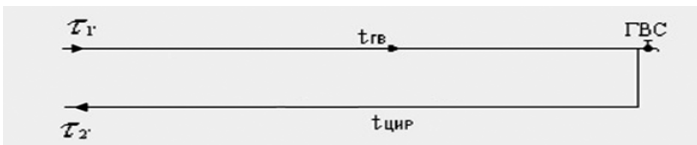

Рисунок 10. Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения горячего водоснабюжения

1.3.5.13. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

По информации ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) приборы учета тепловой энергии установлены у следующих потребителей:

Школа (ул. Школьная) – 1 прибор учета тепловой энергии п/у;

Детский сад (ул. Школьная) – 1 прибор учета тепловой энергии п/у.

1.3.5.14. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

Диспетчерская служба оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

Система телемеханизации отсутствует.

1.3.5.15. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

В системе теплоснабжения ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.5.16. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Специальной защиты тепловой сети от превышения давления (гидроудара) нет.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территории с. Савватеевка не выявлены.

1.3.6.АО «АЭХК».

1.3.6.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.

АО «АЭХК» не имеет собственных генерирующих источников тепловой энергии. Промплощадка АО «АЭХК» имеет единственный ввод тепловой энергии от магистральных тепловых сетей. Вводные трубопроводы тепловой сети промплощадки подключены к соответствующим трубопроводам в павильоне «А» тепломагистрали 1, обслуживаемой УТС ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания». Наружная стена павильона «А» в соответствии с договорами на отпуск и потребление тепловой энергии в горячей воде является границей раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между АО «АЭХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания». Система теплоснабжения АО «АЭХК» двухтрубная, зависимая с открытым горячим водоснабжением. Структура тепловых сетей АО «АЭХК» представлена в таблице 90.

Таблица 90

Структура тепловых сетей АО «АЭХК»

№ уч-ка	Протяженность тепловых сетей (в метрах) в зависимости от диаметра по состоянию на 01.01.2016											
	Ду 40	Ду 50	Ду 70	Ду 80	Ду 100	Ду 150	Ду 200	Ду 250	Ду 300	Ду 400	Ду 500	Всего
1					84							84
2		78										78
3	10	120										130
4	5		90									95
5	46	120				506						672
6				80								80
7		330			65							395
8	408	564		400	480	226	1658			2280		5608
9						140	762					902
10	156	696		80	110		236			2176	890	4344
11		162	12	513	1347	256	450	340	596	300		3976
12		248	22	300	642	488	1158					2858
13							90		840			930
14						144						144
15		350										350
16	704		210									914
17	328											328
18		364										364
19	8		144	300	100							552
20						144						144
21	222	200										422
22	200											200
23		249										249
24	200	420										620
25	128											128
26	72											72
27		184										184
28	70	84										154
29	220											220
30		130										130
31		134				31						165
32			96		144							240
33	166											166
34	70											70
35					303,8	303,8						607,6
36	25			188	75	25	214					502
37			41	41			109					191

1.3.6.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.6.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки.

От павильона «А» трубопроводы горячей воды до объектов промплощадки исполнены в варианте подземной прокладки в непроходных каналах. Исключение составляют трубопроводы от ТК-5 сублиматного производства до здания 309, проложенные по технологической эстакаде и трубопроводы от УТ-27 до здания 801 разделительного производства. Сеть теплоснабжения выполнена из стальных труб диаметром до 500 мм с теплоизоляционным покрытием. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Характеристика грунтов в местах прокладки: аллювиальные грунты с развитием среднеюрских образований и техногенными отложениями, аллювиальные мелкие пески.

1.3.6.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

На тепловых сетях АО «АЭХК» установлена стальная запорная арматура. Перечень запорной арматуры представлен в таблице 91.

Таблица 91

Перечень запорной арматуры АО «АЭХК»

№ уч-ка	Количество запорной арматуры (шт.) в зависимости от диаметра					
	До Ду 80	Ду 80-125	Ду 125-150	Ду 150-200	Ду 200-300	Ду 300-400
1						
2	2					
3	4					
4	6					
5	18					
6	6					
7						
8	37	15	15		2	2
9	9	4		2	1	
10	41	4	6	3		4
11	4	2				
12	43	30	3	4		
13	2			2		
14						
15						
16						
17						
18						
19	6					
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32	4	2				
33	2					
34						
35		2	2			
36	7		4			
37	4					
Всего	195	59	30	11	3	6

1.3.6.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.

1.3.6.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется по температурному графику станции ТЭЦ-9.

Температурные графики обоснованы удаленностью потребителей от источника и значительной величиной нагрузки.

1.3.6.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Фактические температурные режимы отпуска тепловой энергии соответствуют утвержденным графикам.

1.3.6.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

На вводных трубопроводах теплосети промплощадки производится регулирование располагаемого напора. В подающем трубопроводе поддерживается давление около 6 атм., а в обратном трубопроводе – 4 атм.

Пьезометрические графики тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.3.6.9. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей тепловых сетей.

Отказов и восстановлений на тепловых сетях не зафиксировано.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.6.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

а) гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

б) испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

в) испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

г) испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

д) испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин. с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин. под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

1.3.6.12. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Нормативы технологических потерь тепловой энергии представлены в таблице 92.

Таблица 92

Нормативы технологических потерь тепловой энергии в тепловых сетях АО «АЭХК»

Год	2013	2014	2015	2016	2017
Нормативные потери (тыс. Гкал)	26,732	26,732	26,732	23,739	23,652

1.3.6.13. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.

Тепловые потери за последние 3 года соответствуют нормативным.

1.3.6.14. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.6.15. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.

Потребители подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Система теплоснабжения двухтрубная с открытым разбором горячего водоснабжения. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям представлена на рисунке 11.

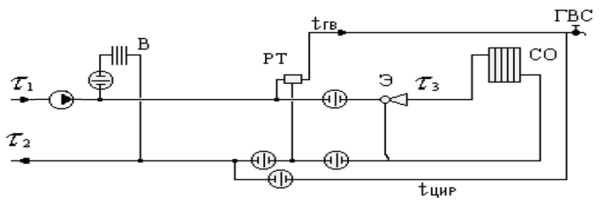

Рисунок 11. Схема присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям АО «АЭХК»

1.3.6.16. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

Данная информация от АО «АЭХК» не была предоставлена.

1.3.6.17. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

Диспетчерская служба оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

1.3.6.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.

В системе теплоснабженияАО «АЭХК» центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.6.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Специальной защиты тепловой сети от превышения давления (гидроудара) нет.

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

Бесхозяйные тепловые сети на территорииАО «АЭХК» не выявлены.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.

1.4.1.ООО «Байкальская энергетическая компания».

Станция ТЭЦ-9 расположена вблизи промышленной зоны АО «АНХК» и обеспечивает тепловой и электрическойэнергией объектынефтехимической промышленности, а такжезоны жилой застройки города Ангарска и поселка Мегет. Подача теплоностеля от станции ТЭЦ-9 осуществляется по тепломагистралям № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6.

Станция ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания» расположена южнее станции Совхозная ВСЖД и занимает земельный участок площадью 208,3 га. Станция ТЭЦ-10 работает в режиме подпитки тепловых сетей ООО «Байкальская энергетическая компания», в межотопительный период осуществляет горячееводоснабжение через тепломагистрали № 1/3, № 2, № 4 (МПФ) и № 5 (АПФ) следующих потребителей: квл Юго-Западного района г. Ангарска: 177, 178, 179, 180, 181, 188, 192, 189, 208, 209, 207/210, «А», «Б», 221, 222, 225а, 225, 205, 206, 211, 212, 219, 220; мкр 4-й Новый, АО АЭХК, ОАО «Тепличное» (по воде), мкр Юго-Восточный, АПФ, МПФ, п.Мегет.

Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

1.4.2.ООО «Чистые ключи» (с.Савватеевка).

Зона действия системы теплоснабжения ООО «Чистые ключи» (с.Савватеевка) условно может быть ограничена следующими улицами: Саватеевский тракт, улицы Школьная и Полевая, улица Мичурина. Источник тепловой энергии расположен в пределах улицы Мичурина.

1.4.3.МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

Зона действия системы теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) условно расположена в границах улиц Победы и Школьной на территории с. Одинск. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.4.4.МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

Зона действия системы теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) расположена в границах улицы Сибизмир и прилегающих территориях деревни Зуй. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.4.5.АО «АЭХК».

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.4.6.АО «АНХК».

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии подробно представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

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

1.5.1.Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям на территории АГО преимущественно элеваторные. На рисунке 12 представлена схема элеваторного узла.

Рисунок 12. Схема элеваторного узла

1.5.2.Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для АГО составляет минус 33°С.

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 7,7°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 240 дней.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории АГО были получены значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 93.

Таблица 93

Тепловые нагрузки потребителей СЦТ на территории АГО (2015 г.)

Источник теплоснабжения	Тип нагрузки	Единицы измерения	Величина
станция ТЭЦ-9*	Отопление и вентиляция	Гкал/час	955,01
	ГВС	Гкал/час	415,03
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	1370,04
	Нагрузка по пару	Гкал/час	107,71
	Нагрузка по горячей воде на технологические нужды АО «АНХК» (теплотрасса Г)	Гкал/час	30,20
	Нагрузка по ХОВ	Гкал/час	7,66
станция Участок 1 ТЭЦ-9*	Отопление и вентиляция	Гкал/час	172,19
	ГВС	Гкал/час	40,25
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	212,44
	Нагрузка по пару	Гкал/час	105,39
	Нагрузка по ХОВ	Гкал/час	7,08
станция ТЭЦ-10	Нагрузка по пару	Гкал/час	23,40
	Итого	Гкал/час	23,40
Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	2,610
	ГВС	Гкал/час	0,153
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	2,763
МУП АГО «Преобразование» (с.Одинск)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	0,245
	Итого	Гкал/час	0,245
МУП АГО «Преобразование» (Зуй)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	0,231
	Итого	Гкал/час	0,231

1.5.3.Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Случаи применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории АГО не зафиксированы.

Переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов запрещается ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

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

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 7,7°С.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и горячего водоснабжения для АГО составляет минус 33°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 240 дней.

Значения потребления тепловой энергии на территории АГО представлены в таблице 94.

Таблица 94

Полезный отпусктепловой энергии за отопительный период и год в целом (2015 г.)

Источник теплоснабжения	Зона действия источника	Ед. измерения	Отопительный период	Год
станция Участок 1 ТЭЦ-9	г. Ангарск Мегет	Гкал	221599	221599
станция ТЭЦ-9		Гкал	2154877	2241769
станция ТЭЦ-10		Гкал	216077	335480
Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка)	Савватеевка	Гкал	8446,2	8831
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	Одинск	Гкал	713,1	713,1
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	д. Зуй	Гкал	671,1	671,1

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

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 № 306 в редакции постановления Правительства РФ от 28.03.2012 № 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

а) в отношении горячего водоснабжения – этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

б) в отношении отопления – материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

В отношении горячего водоснабжения:

в жилых помещениях – куб. метр на 1 человека;

на общедомовые нужды – куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

В отношении отопления:

в жилых помещениях – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

на общедомовые нужды – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению и отоплению для населения АГО, утвержденные приказами министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 23.08.2016 № 90-мпр, от 28.10.2016 №132-мпр, от 30.12.2016 № 184-мпр, представлены в таблицах 95-100-1.

Таблица 95

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях многоквартирных домов до 1999 года постройки включительно

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных домов до 1999 года постройки включительно Гкал на 1 кв.м общей площади жилого помещения в месяц						
наименование	1 этаж	2 этажа	3-4 этажа	5-9 этажей	10 этажей	11 этажей
Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича	0,0537	0,0545	0,0342	0,0307	-	-
Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков	0,0537	0,0545	0,0342	0,0307	0,0293	0,0293
Многоквартирные дома со стенами из дерева, смешанных и др. материалов	0,0537	0,0545	-	-	-	-

Таблица 96

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях многоквартирных домов после 1999 года постройки

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО для жилых помещений в многоквартирных домах после 1999 года постройки Гкал на 1 кв.м общей площади жилого помещения в месяц								
наименование	2 этажа	3 этажа	4-5 этажей	6-7 этажей	8 этажей	9 этажей	10 этажей	11 этажей
Многоквартирные дома со стенами из камня, кирпича		0,0202	0,0172	-	-	-	-	-
Многоквартирные дома со стенами из панелей, блоков	0,0200	0,0202	0,0172	0,0168	0,0159	0,0159	0,0158	0,0158
Многоквартирные дома со стенами из дерева, смешанных и др. материалов	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 97

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях жилых домов до1999 года постройки включительно

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях жилых домов до1999 года постройки включительно Гкал на 1 кв.м общей площади жилого помещения в месяц		
наименование	1 этаж	2 этажа
Жилые дома со стенами из камня, кирпича	0,0526	0,0487
Жилые дома со стенами из панелей, блоков	0,0526	0,0487
Жилые дома со стенами из дерева, смешанных и др. материалов	0,0526	0,0487

Таблица 98

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях жилых домов после 1999 года постройки

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО в жилых помещениях жилых домов после 1999 года постройки Гкал на 1 кв.м общей площади жилого помещения в месяц			
наименование	1 этаж	2 этажа	3 этажа
Жилые дома со стенами из камня, кирпича	0,0212	0,0179	0,0176
Жилые дома со стенами из панелей, блоков	0,0212	0,0179	0,0176
Жилые дома со стенами из дерева, смешанных и др. материалов	0,0212	0,0179	0,0176

Таблица 99

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории АГО при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, до 1999 года и после 1999 года построки включительно

	Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, Гкал на 1 кв.м площади отапливаемых надворных построек в месяц							
Тип надворной постройки	Коровники	Свинарники	Овчарни	Конюшни	Птичники	Овощехранилища	Гаражи	Бани
Постройки до 1999 года строительства включительно	0,0336	0,0475	0,0319	0,0367	0,0493	0,0352	0,0432	0,0561
Постройки после 1999 года строительства	0,0135	0,0191	0,0129	0,0148	0,0199	0,0142	0,0174	0,0226

Таблица 100

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях на территории Иркутской области

№	Категория жилых помещений	Нормативы потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения, куб. м на 1 чел. в месяц	Нормативы потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения, куб. м на 1 чел. в месяц
1	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	4,18	3,17
2	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	4,32	3,22
3	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	4,27	3,28
4	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	2,98	1,68
5	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	3,74	2,62
6	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	7,36	-
7	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1500 -1550 мм с душем	7,46	-
8	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	7,56	-
9	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	7,16	-
10	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	6,36	-
11	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	3,86	-
12	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	3,15	-
13	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	5,02	-
14	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	1,72	-
15	Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	0,76	-
16	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	2,98	1,90
17	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	2,62	1,23
18	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	3,86	-
19	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами (или мойками)	3,10	-
20	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные мойками (или раковинами, умывальниками)	1,01	-
21	Многоквартирные и жилые дома с централизованным горячим и холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами (мойками), унитазами, душами (ваннами)	3,44	2,15

Таблица 100-1

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды на территории Иркутской области

№	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения куб.м в месяц на кв. метр общей площади	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения куб.м в месяц на кв. метр общей площади
1	Многоквартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	от 1до 5	0,030	0,030
		от 6 до 9	0,032	0,032
		от 10 до 16	0,037	0,037
		более 16	-	-

№	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления коммунальной услуги холодного водоснабжения куб.м в месяц на кв. метр общей площади	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения куб.м в месяц на кв. метр общей площади
2	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	от 1до 5	0,040	-
		от 6 до 9	-	-
		от 10 до 16	-	-
		более 16	-	-
3	Многоквартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	от 1до 5	0,023	-
		от 6 до 9	-	-
		от 10 до 16	-	-
		более 16	-	-
4	Многоквартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения	-	0,016	-

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

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

а) 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;

б) располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам;

в) мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Расчеты между АО «АНХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания» производятся по счетчикам ООО «Байкальская энергетическая компания» данные по приборам учета.

1.6.1.ООО «Байкальская энергетическая компания».

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

Параметры тепловой мощности на конец 2015 года представлены в таблицах 101-103.

Таблица 101

Характеристика тепловой мощности станции ТЭЦ-9

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	2402,50
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/час	2402,50
Собственные нужды источника	Гкал/час	14,03
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2388,47
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/час	286,99
Нагрузка по отоплению, вентиляции и ГВС	Гкал/час	1370,04
Технология (пар)	Гкал/час	107,71
Нагрузка по горячей воде на техн. нужды АО «АНХК» (теплотрасса Г)	Гкал/час	30,20
Нагрузка по ХОВ	Гкал/час	7,66
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	585,88
	%	24,53%

* данные о нагрузках на источниках представлены на 2015 год, в 2016 году осуществлено переключение тепловой нагрузки по горячей воде (отопление, вентиляция и ГВС) с источника станции Участок №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9

Таблица 102

Характеристика тепловой мощности станции Участок № 1 ТЭЦ-9

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	675,84
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/час	675,84
Собственные нужды источника	Гкал/час	6,02
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	669,82
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/час	13,67
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	324,90*
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	331,25
	%	49,45%

* учитывается в т.ч. нагрузка по пару в пересчете на Гкал/час. Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

Таблица 103

Характеристика тепловой мощности станции ТЭЦ-10

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	563,00
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/час	523,00
Собственные нужды источника	Гкал/час	7,57
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	515,43
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/час	-
Присоединенная нагрузка (нагрузка по пару)	Гкал/час	23,40
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	492,03
	%	95,46%

* учитывается в т.ч. нагрузка по пару в пересчете на Гкал/час. Станция ТЭЦ-10 прекратила отпуск пара потребителям с 2019 года.

1.6.1.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.

Резервы отражены в таблицах 101-103 и составляют для станции ТЭЦ-9 – 585,88 Гкал/час, для станции Участок №1 ТЭЦ-9 – 331,25 Гкал/час, станции ТЭЦ-10 – 492,03Гкал/час.

1.6.1.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя.

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.6.2.ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка).

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

Параметры тепловой мощности котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) представлены в таблицах 104 и 105.

Таблица 104

Характеристика тепловой мощности котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	5,74
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/час	5,74
Собственные нужды источника (% от располагаемой тепловой мощности источника)	Гкал/час	0,41
	%	7,19%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,33
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/час	1,07
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,76
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	1,50
	%	28,16%

Таблица 105

Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка) за 2013-2015 годы

Параметр	Ед. изм.	Значение параметра за рассматриваемый период		
		2013	2014	2015
Выработка тепловой энергии	Гкал	13909	13665,5	13560
Объем потребления на собственные нужды (% от выработки тепловой энергии)	Гкал	1320	1320	1320
	%	9,49%	9,66%	9,73%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	12589	12345,5	12240
Потери тепловой энергии	Гкал	3623	3514,3	3408,9
	%	28,78%	28,47%	27,85%
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	8966	8831,2	8831,1

1.6.2.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.

На котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) имеется резерв тепловой мощности равный 1,50 Гкал/час. Эта величина составляет 28,16 % от тепловой мощности источника нетто.

1.6.2.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.6.3.МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

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

Параметры тепловой мощности представлены в таблицах 106 и 107.

Таблица 106

Характеристика тепловой мощности котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Показатель	Ед.изм.	Значение
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	0,550
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/час	0,550
Собственные нужды источника	Гкал/час	0,017
	%	3,12%*
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,533
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/час	0,098
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,245
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/час	0,190
	%	35,57%

* собственные нужды составляют 4,77% от вырабатываемой тепловой мощности, равной 0,392 Гкал/час, или 3,12% от располагаемой тепловой мощности котельной

Таблица 107

Объемы выработки и потребления тепловой энергии на котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Параметр	Ед. изм.	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	1049
Объем потребления на собственные нужды	Гкал	50
	%	4,77%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	999
Потери тепловой энергии	Гкал	285,9
	%	28,62%
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	713,1

1.6.3.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.

На котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) имеется резерв тепловой мощности равный 0,159 Гкал/час или 29,96% от тепловой мощности нетто источника.

1.6.3.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

1.6.4.МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

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

Балансы тепловой мощности и ресурса котельной представлены в таблицах 108 и 109.

Таблица 108

Баланс ресурса котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Параметр	Ед.изм.	Значение
Выработка тепловой энергии	Гкал	810,2
Объем потребления на собственные нужды (% от выработки тепловой энергии)	Гкал	26,9
	%	3,32%
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	783,3
Потери тепловой энергии	Гкал	112,2
	%	14,32%
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	671,1

Таблица 109

Баланс тепловой мощности котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Параметр	Ед.изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/час	0,43
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,43
Собственные нужды котельной (% от располагаемой тепловой мощности источника)	Гкал/час	0,009
	%	2,15%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,421
Потери тепловой энергии	Гкал/час	0,039
	%	14,32%
Подключенная нагрузка, в т.ч.:	Гкал/час	0,231
Резерв тепловой мощности	Гкал/час	0,152
	%	36,03%

1.6.4.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.

В 2015 году резерв котельной составляет 36,03 % от тепловой мощности котельной нетто или 0,152 Гкал/час.

1.6.4.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя.

Сведения о гидравлических режимах, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника потребителям, представлены в электронной модели, выполненной в геоинформационной программе Zulu.

Расчеты между АО «АНХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания» производятся по счетчикам ООО «Байкальская энергетическая компания» данные по приборам учета.

1.7. Балансы теплоносителя.

1.7.1. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя (куб. м/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды ($G_м$) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (Dy) не должен превышать значений, приведенных в таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ($G_з$, куб. м/ч) составляет:

$$G_з = 0{,}0025\ V_{ТС} + G_м, \text{ где}$$

$G_м$ – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети.

VTC – объем воды в системах теплоснабжения, куб.м.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 куб. м на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 куб.м на 1 МВт – при открытой системе и 30 куб.м на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей приведена в таблице 110.

Таблица 110

Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Наименование источника СЦТ	Объем системы теплоснабжения	Водоразбор на нужды ГВС	Нормативная утечка	Предельный часовой расход на заполнение	Итого подпитка подготовленной водой
	куб.м	куб.м/ч	куб.м/ч	куб.м/ч	куб.м/ч
Система ООО «Байкальская энергетическая компания» (станция Уч.№ 1 ТЭЦ-9, станция ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-10	85211	1896	217,38	350**	2463,38
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	503	6,11	1,26	35**	7,37
МУП АГО «Преобразование» (с.Одинск)	45	0*	0,11	5	0,11
МУП АГО «Преобразование» (д.Зуй)	42	0*	0,11	5	0,11

* в таблице представлен объем сетей, обеспечивающих потребителей технологическим паром, объем водяных сетей теплоснабжения равен нулю

** значения представлены в соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»

1.7.2. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически некомпенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, 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.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии приведены в таблице 111.

Таблица 111

Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Наименование источника СЦТ	Объем системы теплоснабжения	Аварийная подпитка
	куб.м	куб.м/ч
Система ООО «Байкальская энергетическая компания» (станция Уч.№ 1 ТЭЦ-9, станция ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-10	85211	1739,02
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	503	10,06
МУП АГО «Преобразование» (с.Одинск)	45	0,90
МУП АГО «Преобразование» (д.Зуй)	42	0,84

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

1.8.1. ООО «Байкальская энергетическая компания».

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

На станции ТЭЦ-9 в качестве основного топлива используется уголь из Азейского, Мугунского, Черемховского, Головинского и Ирбейского месторождений. Растопочным топливом является мазут марки М-100.

На станции Участок № 1 ТЭЦ-9 в качестве растопочного топлива используется мазут марки М-100, основным топливом является уголь Черемховского месторождения.

На станции ТЭЦ-10 в качестве основного топлива используются угли из Азейского, Мугунского, Чуремховского и Головинского месторождений. Мазут марки М-100 используется при растопке котлоагрегатов.

Топливные балансы источников тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания» представлены в таблице 112.

Таблица 112

Топливный баланс источников тепловой энергии ООО «Байкальская энергетическая компания»

Показатель	Ед. измерения	Значение		
		станция Уч.№ 1 ТЭЦ-9	станция ТЭЦ-9	станция ТЭЦ-10
Объем сжигаемого топлива, в т.ч.	тыс т.	557,59	1536,17	1666,938
уголь	тыс т.	557,427	1535,194	1665,682
	%	99,97 %	99,94 %	99,92 %
мазут	тыс т.	0,163	0,976	1,256
	%	0,03%	0,06%	0,08 %
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	158,76	139,21	160,15

1.8.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива.

В качестве резервного топлива на станции ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-10 и станции Участок № 1 ТЭЦ-9 используется бурый уголь.

1.8.2. ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка).

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

В качестве основного вида топлива на котельной используется мазут.

Топливный баланс котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)представлен в таблицах 113 и 114. Нормативы запасов топлива на котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка), утвержденные приказом министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 24 .12.2013 № 56-мпр.

Таблица 113

Топливный баланс котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

№	Параметр	Значение
1	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	13560
2	Удельный расход условного топлива, кг.у.т/Гкал	169,00*
3	Годовой расход условного топлива, т.у.т.	2292
4	Удельный расход натурального топлива (мазут), кг/Гкал	146,85
5	Годовой расход натурального топлива, т	1991

* величина у.р.у.т. установлена Приказом Министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 24.12.2013 №55-мпр

Таблица 114

Нормативы запасов топлива на источнике ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Организация	Объемы		Запас основного и резервного видов топлива, т
	Нормативный эксплуатационный запас топлива, т	Неснижаемый нормативный запас топлива, т	
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	Мазут		
	249,4	43,4	292,8

1.8.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива.

В качестве резервного топлива на котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) используется мазут. Неснижаемый нормативный запас мазута на источнике составляет 43,4 т.

Аварийное топливо на источнике не предусмотрено.

1.8.3. МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск).

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

Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) использует электрическую энергию в качестве топлива для производства тепловой энергии.

Топливный баланс котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) представлен в таблице 115.

Таблица 115

Топливный баланс котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

№	Параметр	Значение
1	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	1049,00
2	Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	759750,00
3	Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/Гкал	724,26

1.8.3.2. Описание видов резервного и аварийного топлива.

В качестве резервного топлива на котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) используется электрическая энергия.

Аварийное топливо на источнике не предусмотрено.

1.8.4. МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй).

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

Котельная МУП АГО «Преобразование» в д. Зуй использует в качестве топлива для производства тепловой энергии электрическую энергию.

1.8.4.2. Описание видов резервного и аварийного топлива .

В качестве резервного топлива используется электрическая энергия.

Аварийное топливо на котельной не предусмотрено.

1.9. Надежность теплоснабжения.

1.9.1. Методика и показатели надежности.

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Для оценки надежности системы теплоснабжения используются показатели, установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808:

а) показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии;

б) показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии;

в) показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;

д) показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;

е) показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения.

1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения.

Надежность системы теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо- топливоснабжения источников тепловой энергии.

1.9.3. Показатели надежности системы теплоснабжения.

Оценка надежности системы теплоснабжения рассматриваемых котельных производится по следующим показателям:

показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э$=1,0 – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э$=0,6 – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{ист.i} + ... + Q_n * K_э^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где $K_э^{ист.n}$, $K_э^{ист.i}$ – значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где Q_i, Q_n – средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i-му источнику тепловой энергии;

$t_ч$ – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n– количество источников тепловой энергии.

Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в$ = 1,0 – при наличии резервного водоснабжения;

$K_в$ = 0,6 – при отсутствии резервного водоснабжения.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_в^{общ} = \frac{Q_i * K_в^{ист.i} + ... + Q_n * K_в^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где $K_в^{ист.n}$, $K_в^{ист.i}$ – значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии;

показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_т$ = 1,0 – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_т$ = 0,5 – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_т^{общ} = \frac{Q_i * K_т^{ист.i} + ... + Q_n * K_т^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где $K_т^{ист.i}$, $K_т^{ист.n}$ – значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии;

показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (Кб) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_б$ = 1,0 – полная обеспеченность;

$K_б$ = 0,8 – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_б$ = 0,5 – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_б^{общ} = \frac{Q_i * K_б^{ист.i} + ... + Q_n * K_б^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_б^{ист.i}$, $K_б^{ист.n}$ – значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии;

показатель технического состояния тепловых сетей (Кс), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{экспл} - S_c^{ветх}}{S_c^{экспл}}, \quad (6)$$

где $S_c^{экспл}$ – протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$ – протяженность ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

Показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения:

показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.тс}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$И_{отк.тс} = \frac{n_{отк}}{S} \text{ [1/(км*год)]}, \quad (7)$$

где:

$n_{отк}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяженность тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк.тс}$) определяется показатель надежности тепловых сетей ($K_{отк.тс}$):

до 0,2 включительно – $K_{отк.тс}$ = 1,0;

от 0,2 до 0,6 включительно – $K_{отк.тс}$ = 0,8;

от 0,6 до 1,2 включительно – $K_{отк.тс}$ = 0,6;

свыше 1,2 – $K_{отк.тс}$ = 0,5;

показатель интенсивности отказов теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ($K_{отк.ит}$):

$$И_{отк.ит} = \frac{K_э + K_в + K_т}{3}, \quad (8)$$

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк.ит}$) определяется показатель надежности теплового источника ($K_{отк.ит}$):

до 0,2 включительно – $K_{отк.ит}$ = 1,0;

от 0,2 до 0,6 включительно – $K_{отк.ит}$ = 0,8;

от 0,6 – 1.2 включительно – $K_{отк.ит}$ = 0,6;

показатель надежности системы теплоснабжения Кнадопределяется как средний по частным показателям *Кэ, Кв, Кт, Кб, Кс, Котк т/с и Котк ит*:

$$К_{над} = \frac{К_э + К_в + К_т + К_б + К_с + К_{отк\ тт} + К_{отк\ ит}}{7}$$

1.9.4. Оценка надежности систем теплоснабжения.

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

высоконадежные – более 0,9;

надежные – 0,75 – 0,89;

малонадежные – 0,5 – 0,74;

ненадежные – менее 0,5.

1.9.5. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения поселения

Результаты расчета показателей надежности систем теплоснабжения представлены в таблице 116.

Таблица 116

Расчеты показателей надежности систем теплоснабжения

Источник тепловой энергии	$К_э$	$К_в$	$К_т$	$К_б$	$К_с$	$К_{отк\ тс}$	$К_{отк\ ит}$	$К_{над}$	Оценка надежности систем теплоснабжения
ООО «Байкальская энергетическая компания»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	0,93	высоконадежная
ООО «Чистые ключи» (Савватеевка)	0,6	н.д.	1,0	1,0	0,9	1,0	0,8	0,88	надежная
МУП АГО «Преобразование» (Одинск)	0,6	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,8	0,77	надежная
МУП АГО «Преобразование» (Зуй)	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,86	надежная

1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организацийтеплосетевых организаций.

Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций ООО «Байкальская энергетическая компания», АО «АНХК», МУП АГО «Преобразование» (Одинск), МУП АГО «Преобразование» (Зуй), ООО «Чистые ключи» (Савватеевка) приведены в таблице 117-119.

Таблица 117

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Байкальская энергетическая компания»

№	Информация, подлежащая раскрытию	Ед. измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	595 541,00

№	Информация, подлежащая раскрытию	Ед. измерения	Значение
1.1	Производство теплоносителя (в воде)	тыс руб	595 541,00
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	726 395,38
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	52 122,00
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	0,00
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	43 248,45
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	1,18
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	36 770,7928
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	382 427,66
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	2 499,92
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	25 950,33
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	7 108,87
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	9 345,91
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	1 951,56
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	34 869,97
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	130,55
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	30 674,12
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	20 247,64
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	141,19
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	59 797,54
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	56 020,86
2.15.1	Прочие расходы	тыс руб	56 020,86
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-130 854,47
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	452 599,00
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	5 140 069
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	3 620 750
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	1 519 319
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	х
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/час	12 828,80
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/час	0,00
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	19 725,8260
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	183,2920
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	18 331,1705
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	14 834,3151
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	3 496,8554
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс Гкал/ч. мес	2 746,21
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	2 317,3940
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	2 479,00
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	824,00
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/ Гкал	142,6422
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/ Гкал	0,043374532
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб.м/ Гкал	1,177139593
20	Комментарии	х	В п. 4 сведения о чистой прибыли ООО «Байкальская энергетическая компания» в целом опубликованы на сайте ООО «Байкальская энергетическая компания» (http:// www.irkutskenergo.ru/). В пп. 5-19 указаны данные по производству, передаче, сбыту тепловой энергии

Таблица 118

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «АНХК»

Наименование статьи	Ед. изм.	НВВ факт 2015 г.
Сырье и основные материалы	тыс руб.	4828,7
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,0
Работы и услуги производственного характера, в т.ч.:	тыс руб.	68764,8
ремонт	тыс руб.	11022,5
услуги транспорта, цехов АНХК. госповерка, диагностика	тыс руб.	57742,3
Энергия на технологические цели и хозяйственные нужды, в т.ч.	тыс руб.	1029,6
электроэнергия	тыс руб.	769,8
теплоэнергия	тыс руб.	259,9
Затраты на оплату труда	тыс руб.	1838,2
Отчисления на социальные нужды	тыс руб.	451,8
Амортизация основных фондов	тыс руб.	11855,9
Прочие расходы	тыс руб.	5929,0
Общехозяйственные АНХК	тыс руб.	16513,7
Избыточные доходы	тыс руб.	
Недополученные доходы, в т.ч.	тыс руб.	23272,7
на компенсацию потерь	тыс руб.	
другие	тыс руб.	
Итого расходы	тыс руб.	134484,3
Прибыль, в т.ч.	тыс руб.	0,0
на развитие производства	тыс руб.	0,0
на соцразвитие	тыс руб.	0,0
на прочие цели	тыс руб.	0,0
Налоги		80,6
налог на прибыль	тыс руб.	
налог на имущество	тыс руб.	80,6
Компенсация потерь	тыс руб.	142660,4
Необходимая валовая выручка	тыс руб.	277 225,3
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс Гкал	888,4
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	312,1
Товарная выручка		284865,4

Таблица 119

Технико-экономические показатели МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка)

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия (2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Натуральные показатели										
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	13 909,0	-	13 665,5	-	-	13 560,0	-	99,2	13 560,0
2	Расход тепла на собственные нужды котельной	Гкал	1 117.0	-	1 117,0	-	-	1 117,0	-	100,0	1 117,0
3	Отпуск в сеть	Гкал	12 792,0	-	12 548,5	-	-	12 443,0	Отпуск в сеть принят равным сумме полезного отпуска и потерь тепловой энергии	99.2	12 443,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Потери	Гкал	3 623,0	-	3 514,3	-	-	3 408,9	Потери при передаче тепловой энергии по сетям приняты в размере потерь, учтенных при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год, уменьшенных на 3%	97,0	3 408,9
5	Полезный отпуск по группам потребителей	Гкал	9 169,0	-	9 039,2	-	-	9 039,2	По нижеприведенным основаниям	100,0	9 039,2
5.1	в т. ч. на собственное производственное потребление	Гкал	203,0	-	203,0	-	-	203,0	данный показатель принят на уровне базового периода (2014 год)	100,0	203,0
5.2	населению	Гкал	7 442,0	-	7 307.2	-	-	7 307.2	Полезный отпуск населению принят с учетом данных, представленных в Службу администрацией с. Савватеевка по состоянию на июнь 2014 года	100,0	7 307,2
5.3	бюджетным потребителям	Гкал	1 391,0	-	1 391,0	-	-	1 391,0	Полезный отпуск бюджетным и прочим потребителям принят в размере учтенного при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год	100,0	1 391,0
5.4	прочим потребителям	Гкал	133,0	-	133,0	-	-	133,0		100,0	133,0
6	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг у. т. /Гкал	174,4	-	174,4	-	-	174,4	Удельный расход условного топлива принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что не превышает индивидуальную норму расхода топлива для котлов, работающих на жидком топливе, согласно Методике	100,0	174,4
7	Расход условного топлива на производство тепловой энергии	т. у. т.	2 230,8	-	2 188,3	-	-	2 169,9	Рассчитан исходя из принятого удельного расхода условного топлива и показателя отпуска в сеть тепловой энергии	99,2	2 169,9
8	Переводной коэффициент		1,4	-	1,4	-	-	1,4	Переводной коэффициент принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что соответствует среднему калорийному эквиваленту мазута согласно Методике	100,0	1,4
9	Расход натурального топлива	т. н. т.	1 593,4	-	1 563,1	-	-	1 550,0	Вид топлива – мазут. Расход топлива определен исходя из рассчитанного расхода условного топлива и переводного коэффициента	99,2	1 550,0

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Региональной службой по тарифам Иркутской области на тепловую энергию, представлены в таблицах 120-125.

Таблица 120

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
тепловая энергия	руб./Гкал	01.01 по 30.06	675,03	572,06	01.01 по 31.03	756,04	640,71	01.01 по 30.06	790,81	670,18	01.01 по 30.06	863,13	731,47	Приказ службы по тарифам Иркутской области 522-спр 18.12.2015
					01.04 по 30.06			01.07 по 30.11		731,47	01.07 по 31.12	897,01	760,18	
		01.07 по 31.12	756,04	640,71	01.07 по 31.12	790,81	670,18	01.12 по 31.12	863,13					
ГВС (компонент на теплоноситель)	руб./куб.м	01.02 по 30.06	12,07	10,23	12.05 по 30.06	12,26	10,39	01.01 по 30.06	12,72	10,78	01.01 по 30.06	13,71	11,62	Приказ службы по тарифам Иркутской области 524-спр 18.12.2015
		01.07 по 31.12	12,26	10,39	01.07 по 31.12	12,72	10,78	01.07 по 30.11		11,62	01.07 по 31.12	14,18	12,02	
								01.12 по 31.12	13,71					
ГВС (компонент на тепловую энергию)	руб./Гкал	01.02 по 30.06	675,03	572,06	12.05 по 30.06	756,04	640,71	01.01 по 30.06	790,81	670,18	01.01 по 30.06	863,13	731,47	
		01.07 по 31.12	756,04	640,71	01.07 по 31.12	790,81	670,18	01.07 по 30.11		731,47	01.07 по 31.12	897,01	760,18	
								01.12 по 31.12	863,13					
отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см	руб./Гкал	01.01 по 30.06	794,16	673,02	01.01 по 30.06	889,46	753,78	01.01 по 30.06	930,37	788,45	01.01 по 30.06	1013,71	859,08	Приказ службы по тарифам Иркутской области 522-спр 18.12.2015
		01.07 по 31.12	889,46	753,78	01.07 по 31.12	930,37	788,45	01.07 по 30.11		859,08	01.07 по 31.12	1068,43	905,45	
								01.12 по 31.12	1013,71					
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см	руб./Гкал	01.01 по 30.06	810,45	686,82	01.01 по 30.06	907,70	769,24	01.01 по 30.06	949,46	804,63	01.01 по 30.06	1034,52	876,71	
		01.07 по 31.12	907,70	769,24	01.07 по 31.12	949,46	804,63	01.07 по 30.11		876,71	01.07 по 31.12	1090,33	924,01	
								01.12 по 31.12	1034,52					
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см.	руб./Гкал	01.01 по 30.06	839,10	711,10	01.01 по 30.06	939,79	796,43	01.01 по 30.06	983,02	833,07	01.01 по 30.06	1071,09	907,70	
		01.07 по 31.12	939,79	796,43	01.07 по 31.12	983,02	833,07	01.07 по 30.11		907,70	01.07 по 31.12	1128,85	956,65	
								01.12 по 31.12	1071,09					

Таблица 121

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения для котельной села Савватеевка

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (НДС не облагается)	прочие потребители (НДС не облагается)		население (НДС не облагается)	прочие потребители (НДС не облагается)		население (НДС не облагается)	прочие потребители (НДС не облагается)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
тепловая энергия	руб./Гкал	01.03 по 30.06	778,14	2596,35	01.01 по 29.06	871,52	2596,35	01.01 по 30.06	944,73	2952,62	01.01 по 30.06	1043,92	3079,41	Приказ службы по тарифам Иркутской области 275-спр 27.06.2014 в ред 584-спр от 22.12.2015
		01.07 по 31.12	871,52	2596,35	30.06	871,52	2952,62	01.07 по 30.11		3079,41	01.07 по 31.12	1084,64	3278,46	
					01.07 по 31.12	944,73	2952,62	01.12 по 31.12	1043,92					
ГВС (компонент на теплоноситель)	руб./куб.м				01.01 по 30.06	8,18	21,28	01.01 по 30.06	8,87	37,84	01.01 по 30.06	9,80	39,01	Приказ службы по тарифам Иркутской области 629-спр 11.12.2014 в ред. 584-спр от 22.12.2015
					01.07 по 19.10	8,87		01.07 по 30.11		39,01	01.07 по 31.12	10,18	41,93	
		01.08 по 31.12	8,18	21,28	20.10 по 31.12		37,84	01.12 по 31.12	9,80					
ГВС (компонент на тепловую энергию)	руб./Гкал				01.01 по 30.06	997,68	2952,62	01.01 по 30.06	1081,49	2952,62	01.01 по 30.06	1195,05	3079,41	
					01.07 по 31.12	1081,49	2952,62	01.07 по 30.11		3079,41	01.07 по 31.12	1241,65	3278,46	
		01.08 по 31.12	997,68	2952,62				01.12 по 31.12	1195,05					

Таблица 122

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения МУП АГО «Преобразование»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	тариф		период дейст вия тарифа	тариф		период дейст вия тарифа	тариф		период действия тарифа	тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (НДС не облагается)	прочие потребители (НДС не облагается)		население (НДС не облагается)	прочие потребители (НДС не облагается)		население (НДС не обла гается)	прочие потребители (НДС не облагается)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
тепловая энергия	руб./Гкал	01.03 по 30.06		5527,98	01.01 по 30.06		6062,73	01.01 по 30.06		6062,73	01.01 по 30.06		6062,73	Приказ службы по тарифам Иркутской области 313-спр от 05.11.2015
		01.07 по 31.12		6062,73	01.07 по 31.12		6062,73	01.07 по 31.12		6062,73	01.07 по 31.12		6447,37	

Таблица 123

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения АО «АЭХК»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
передача тепловой энергии	руб./Гкал	01.01 по 30.06		155,13	01.01 по 30.06		159,12	Приказ службы по тарифам Иркутской области 651-спр 12.12.2014
		01.07 по 31.12		159,12	01.07 по 31.12		173,55	
тепловая энергия	руб./Гкал	01.01 по 30.06		829,08			854,83	Приказ службы по тарифам Иркутской области 513-спр 13.11.2014
		01.07 по 31.12		854,83			971,06	

Таблица 124

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения АО «АНХК»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2013			2014			2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям														
1. Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на тепловых пунктах , эксплуатируемых теплоснабжающей организацией														
тепловая энергия (вода)	руб./Гкал				01.01 по 30.06		948,51	01.01 по 30.06		986,28	01.01 по 30.06		1082,82	Приказ службы по тарифам Иркутской области 569-спр, 04.12.2014, в ред. 481-спр от 16.12.2015
					01.07 по 31.12		986,28	01.07 по 31.12		1082,82	01.07 по 31.12		1197,77	
отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1061,52	01.01 по 30.06		1104,56	01.01 по 30.06		1303,84	
					01.07 по 31.12		1104,56	01.07 по 31.12		1303,84	01.07 по 31.12		1362,95	
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1114,70	01.01 по 30.06		1114,70	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1114,70	01.07 по 31.12		1184,53	
2. Потребители, подключенные к тепловой сети после тепловых пунктов (на тепловых пунктах), эксплуатируемых теплоснабжающей организацией														
тепловая энергия (вода)	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	
отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1133,00	01.01 по 30.06		1569,68	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1569,68	01.07 по 31.12		1692,79	
отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		1088,71	01.01 по 30.06		1133,00	01.01 по 30.06		1394,52	
					01.07 по 31.12		1133,00	01.07 по 31.12		1394,52	01.07 по 31.12		2438,09	
отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/кв. см	руб./Гкал				01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	01.01 по 30.06		-	
					01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	01.07 по 31.12		-	
Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям														

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
вода	руб./куб.м							29.06 по 30.06		10,78	01.01 по 30.06		11,62	Приказ службы по тарифам Иркутской области 482-спр 16.12.2015
								01.07 по 31.12		11,62	01.07 по 31.12		12,63	
пар	руб./куб.м										01.01 по 30.06		38,02	
								17.07 по 31.12		38,02	01.07 по 31.12		41,33	
Тарифы на услугу по передаче тепловой энергии														
вода	руб./Гкал	01.01 по 30.06		237,00	01.01 по 30.06		307,80	01.01 по 30.06		316,10	01.01 по 30.06		340,95	Приказ службы по тарифам Иркутской области 569-спр 04.12.2014
		01.07 по 31.12		301,60	01.07 по 31.12		316,10	01.07 по 31.12		340,95	01.07 по 31.12		422,42	
пар	руб./Гкал				30.06		292,28	01.01 по 30.06		299,93	01.01 по 30.06		321,61	
					01.07 по 31.12		299,93	01.07 по 31.12		321,61	01.07 по 31.12		378,25	

Таблица 125

Динамика утвержденных тарифов в сфере теплоснабжения МУП АГО «Ангарский Водоканал»

Вид деятельности организации	Ед. изм.	2015			2016			Наименование нормативного правового акта
		период действия тарифа	Тариф		период действия тарифа	Тариф		
			население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)		население (с НДС)	прочие потребители (без НДС)	
Передача тепловой энергии	руб./Гкал	01.01 по 30.06		202,39	01.01 по 30.06		212,71	Приказ службы по тарифам Иркутской области 1-спр 13.01.2014
		01.07 по 31.12		212,71	01.07 по 31.12		239,83	

1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

а) на топливо;

б) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;

в) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

г) на сырье и материалы;

д) на ремонт основных средств;

е) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;

ж) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

з) прочие расходы.

Структура тарифов МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка) на теплоноситель и тепловую энергию за 2015 год представлена в таблицах 126 и 127. Структура тарифа АО «АНХК» представлена в таблице 128.

Таблица 126

Калькуляция тарифа МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка) на тепловую энергию за 2015 год

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Утверждено приказом Службы (2015 год)	Фактические данные (2013 год)	Утверждено приказом Службы (2014 год)	По расчету предприятия(2015 год)	Примечание (основания, по которым произведен расчет)	Прогноз на 2015 год по заключению Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по заключению Службы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Натуральные показатели										
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	13 909,0	-	13 665,5	-	-	13 560,0	Корректировка долгосрочных тарифов для Предприятия на 2015 и 2016 годы выполнена Службой исходя из имеющихся данных за предшествующие периоды регулирования, использованных в том числе для установления действующих тарифов. Выработка тепловой энергии определена исходя из принятых объема отпуска в сеть и расхода тепла на собственные нужды котельной	99,2	13 560,0
2	Расход тепла на собственные нужды котельной	Гкал	1 117.0	-	1 117,0	-	-	1 117,0	Данный показатель принят на уровне базового периода (2014 год), что не превышает нормативной доли расхода тепловой энергии па собственные нужды котельной при работе на жидком топливе согласно Методике определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения, утвержденной Госстроем России от 12.08.2003 МДК 4-05.2004 (далее – Методика)	100,0	1 117,0
3	Отпуск в сеть	Гкал	12 792,0	-	12 548,5	-	-	12 443,0	Отпуск в сеть принят равным сумме полезного отпуска и потерь тепловой энергии.	99,2	12 443,0
4	Потери	Гкал	3 623,0	-	3 514,3	-	-	3 408,9	Потери при передаче тепловой энергии по сетям приняты в размере потерь, учтенных при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год, уменьшенных на 3%	97,0	3 408,9
5	Полезный отпуск по группам потребителей	Гкал	9 169,0	-	9 039,2	-	-	9 039,2	По нижеприведенным основаниям	100,0	9 039,2
5.1	в т. ч. на собственное производственное потребление	Гкал	203,0	-	203,0	-	-	203,0	Данный показатель принят на уровне базового периода (2014 год)	100,0	203,0
5.2	населению	Гкал	7 442,0	-	7 307.2	-	-	7 307.2	Полезный отпуск населению принят с учетом данных, представленных в Службу администрацией с. Савватеевка по состоянию на июнь 2014 года	100,0	7 307,2
5.3	бюджетным потребителям	Гкал	1 391,0	-	1 391,0	-	-	1 391,0	Полезный отпуск бюджетным и прочим потребителям принят в размере учтенного при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год	100,0	1 391,0
5.4	прочим потребителям	Гкал	133,0	-	133,0	-	-	133,0		100,0	133,0
6	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг у. т./Гкал	174,4	-	174,4	-	-	174,4	Удельный расход условного топлива принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что не превышает индивидуальную норму расхода топлива для котлов, работающих на жидком топливе, согласно Методике	100,0	174,4
7	Расход условного топлива на производство тепловой энергии	т. у. т.	2 230,8	-	2 188,3	-	-	2 169,9	Рассчитан исходя из принятого удельного расхода условного топлива и показателя отпуска в сеть тепловой энергии	99,2	2 169,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	Переводной коэффициент		1,4	-	1,4	-	-	1,4	Переводной коэффициент принят в размере учтенного при установлении тарифов для Предприятия на 2014 год, что соответствует среднему калорийному эквиваленту мазута согласно Методике	100,0	1,4
9	Расход натурального топлива	т. н. т.	1 593,4	-	1 563,1	-	-	1 550,0	Вид топлива – мазут. Расход топлива определен исходя из рассчитанного расхода условного топлива и переводного коэффициента	99,2	1 550,0
II	Формирование необходимой валовой выручки										
1	Параметры расчета расходов										
1.1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (BGЦ)	%	107,1	106,8	106,7	-	-	105,1	Принят согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от 20 05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России	-	104,7
1.2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	-	-	-	-	-	1	Индекс определен в соответствии с приложением 1 к Методическим указаниям	-	1
1.3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		-	-	-	-	-	0	Индекс определен в соответствии с п. 38 Методических указаний	-	0
1.4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($К_{эл}$)		-	-	-	-	-	0,75	Коэффициент определен в соответствии с п. 36 Методических указаний	-	0,75
2	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	3 138, 7	0,0	1 662,6	-	-	1 729,9	Операционные расходы рассчитаны в соответствии с п. 36 Методических указаний исходя из затрат базового периода с учетом вышеприведенных параметров для расчета расходов ни 2015 год	104,0	1 793,1
2.1	Вспомогательные материалы, всего	тыс.руб.	66,4	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.1.1	в т. ч. реагенты	тыс.руб.	33,5	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.1.2	другие материалы	тыс.руб.	32,9	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
2.2	Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2 061,7	0,0	1 585,3	-	-	1 649,5	-	104,0	1 709,8
2.2.1	оплата труда основных производственных рабочих	тыс.руб.	2 061,7	0,0	1 585,3	-	-	1 649,5	-	104,0	1 709,8
2.2.1.1	среднемесячная оплата труда основных производственных рабочих	руб./мес	12271,9	0,0	12 010,2	-	-	12 496,4	-	104,0	12 952,9
2.2.1.2	численность основного производственного персонала, относимого на регулируемый вид деятельности	ед.	14,0	0.0	11,0	-	-	11,0	-	100,0	11,0
2.3	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	50,1	0.0	53,5	-	-	55,6	-	104,0	57,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Налог па прибыль (налог при УСН)	тыс. руб	0,0	0,0	266,9	-	-	278,2	Объектом налогообложения Предприятия являются доходы, уменьшенные на величину расходов. Сумма минимального налога рассчитана в размере 1% налоговой базы	104,2	287,5
4	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной волы и теплоносителя	тыс.руб.	20 011,7	0,0	24 245,6	-	-	25 292,2	По нижеприведенным основаниям	104,3	26 127,5
4.1	Вода на технологические цели (теплоноситель)	тыс. руб.	82,5	0,0	103,1	-	-	98,5	По нижеприведенным основаниям	95,5	102,1
4.1.1	тариф	руб. /куб.м	23,24	0,00	41,09	-	-	39,25	Принят равным стоимости химочищенной воды, рассчитанной Службой.	95,5	40,66
4.1.2	объем	куб.м	3 551,0	0,0	2 510,0	-	-	2 510,0	Объем воды сохранен на уровне базового периода (2014 год)	100.0	2 510,0
4.2	Стоимость натурального топлива с учетом транспортировки (перевозки) (топливо на технологические цели)	тыс.руб	18 541,5	0,0	22 809,4	-	-	23 748,7	По нижеприведенным основаниям	104,1	24 437,4
4.2.2	Мазут	тыс.руб.	18 541,5	0,0	22 809,4	-	-	23 748,7	По нижеприведенным основаниям	104,1	24 437,4
4.2.2.1	объем топлива	т.н.т.	1 593,4	0,0	1 563,1	-	-	1 550,0	Расчет изложен выше (разд.1)	99,2	1 550,0
5	Другие расходы	ты с. руб.	960,5	0,0	23,8	-	-	24,7	-	104,0	25,6
6	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	655.6	0,0	766,3	-	-	797,8	По нижеприведенным основаниям	104,1	826,0
6.1	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, всего	тыс.руб	12,3	0,0	0,0	-	-	0,0	По нижеприведенным основаниям	-	0,0
6.1.1	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды воздействия па окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб	6,3	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
6.1.2	средства на обязательное страхование	тыс.руб.	6,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-	0,0
6.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб	643,2	0,0	499,4	-	-	519,6	По нижеприведенным основаниям	104,0	538,6
6.2.1	процент отчислений на социальные нужды	%	31,2%	0,0%	31,5%	-	-	31,5%	Процент отчислений на социальные нужды принят в размере учтенного при расчете тарифов для Предприятия на 2014 год и включает в себя в том числе страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаен на производстве и проф. заболеваний 1,5%	100,0	31,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.2.2	отчисления на соб нужды от заработной платы основных производственных рабочих	тыс.руб	643,2	0.0	499,4	-	-	519,6	Затраты определены на основании рассчитанного ФОТ и принятого процента отчислений на социальные НУЖДЫ	104.0	538.6
6.2.2 2	цена топлива	руб./тнт	11 636,44	0,00	14 592,52	-	-	15 322,15	Предприятия на 2014 год, применен индекс цен производителей по отрасли «Производство нефтепродуктов» 105,0% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 голов от 20 05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России	105.0	15 766.49
6.3	Энергия, в том числе	тыс. руб.	1 387.7	0.0	1 333.0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям	108,4	1 588,0
6.3.1	затраты на покупную электрическую энергию, по уровням напряжения:	тыс. руб.	1 387,7	0,0	1 333,0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям	108,4	1 588,0
6.3.1.1	энергия СП 2 (1-20 кВ)	тыс. руб.	1 387,7	0,0	1 333,0	-	-	1 445,0	По нижеприведенным основаниям.	108,4	1 588,0
6.3.1.1.1	тариф на энергию	руб./кВт ч	1,94	0,00	2,15	-	-	2,33	Цена принята исходя из фактически сложившихся цен на электрическую энергию за 2013 год по уровню напряжения СН2 в размере 1,7116 руб./кВт ч без учета НДС по данным ООО «Иркутскэнергосбыт» с учетом индексов роста тарифов по отрасли «Электроэнергия» на 2014 и 2015 годы в размере 106,6% и 108,4%, соответственно, согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от 20.05.2014 года, разработанному Минэкономразвития России	108,4	2,56
6.3.1.1.2	объем энергии	тыс. кВт ч	716,2	0,0	619,1	-	-	619,1	Объем сохранен на уровне базового периода (2014 год), что соответствует среднему расходу электро энергии за 2011-2013 годы согласно информации, представленной ООО «Иркутскэнергосбыт»	100,0	619,1
III	Метод индексации					-	-				
1	ИПЦ	%	107,1	106,8	106,7	-	-	105,1	По вышеприведенным основания.	98,5	104,7
2	Операционные (неподконтрольные) расходы	тыс. руб.	3 138,7	0,0	1 662,6	-	-	1 729,9		104,0	1 793,1
3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	655,6	0,0	766,3	-	-	797,8		104,1	826,0
4	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	20011,7	0,0	24 245,6	-	-	25 292,2		104,3	26 127,5
5	Прибыль	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	Расходы из прибыли не заявлены		
6	Итого необходимая видовая выручка	тыс. руб.	23 806,0	0,0	26 674,4	-	-	27819,9	По вышеприведенным основаниям	104,3	28 746,6
7	Среднеотпускной тариф на тепловую энергию (НДС не облагается)	руб./Гкал	2 596,35	-	2 952,62	-	-	3 079,41	Определен исходя из принятой необходимой валовой выручки и полезного отпуска	104,3	3 181,99

Таблица 127

Калькуляция тарифа МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка) на теплоноситель за 2015 год

№	Наименование расхода	Ед. изм.	По расчету Службы на 2014 год	Прогноз на 2015 год по расчету Предприятия	Прогноз на 2015 год по расчету Службы	Основания, по которым произведен прогноз	Рост, %	Прогноз на 2016 год по расчету Службы	Прогноз на 2017 год по расчету Службы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Индекс потребительских цен	%	105,6	Дело об установлении тарифов на теплоноситель, поставляемый в 2015 году Предприятием, с применением метода индексации установленных тарифов открыто по инициативе Службы	106,7	По прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России	-	104,4	104.3
1	Расходы на производство воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника	тыс. руб.	1 348,4	-	1 376,1	По нижеприведенным основаниям	102,1	1 468,1	1 566,9
1.1	Стоимость исходной воды	тыс. руб.	785,4	-	785.4	Расходы определены исходя из принятого расчетного объема покупной воды и действующего тарифа на воду	100,0	857,6	936,5
-	расчетный объем	тыс.куб.м	35,634	-	35,634	Объем воды на производство химочищенной воды определен исходя из следующих условий: 1) потери и затраты теплоносителя – приняты в размере нормативных технологических потерь, утвержденных приказом министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области от 16.12.2013 № 52-мпр – 2.836 тыс. куб. м; 2) вода на технологические нужды котельной – объем сохранен на уровне, определенном при установлении тарифов на теплоноситель для Предприятия на 2014 год – 1,826 тыс. куб м; 3) ГВС населению – объем воды рассчитан исходя из данных, представленных администрацией с. Савватеевка в формате шаблонов ФГИС ЕИАС «ФСТ-РЭК-субъекты регулирования» OREP.KU.2014.MONTHLY по состоянию на октябрь 2014 года – 30,064 тыс. куб. м; 4) ГВС бюджетным и прочим потребителям – согласно договорным нагрузкам (поданным реестра заключенных договоров на 2014 год) – 0,769 тыс. куб м и 0,139 тыс. куб м соответственно	100,0	35,634	35,634

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-	планируемая (расчетная) цена	руб./куб.м	22,04	-	22.04	Учтены тарифы на холодную воду, установленные для Предприятия постановлением администрации с. Савватеевка от 16.12.2013 № 126 (в ред. от 22 01.2014 №2)	100,0	24,07	26,28
1.2	Стоимость реагентов, а также фильтрующих и ионообменных материалов, используемых при водоподготовке	тыс. руб.	38,8	-	41,4	Расходы по данной статье приняты в размере учтенных в базовом периоде (2014 год) с учетом ИПЦ на 2015 год 106.7% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России	106,7	42,8	44,2
1.3	Расходы на оплату труда персонала, участвующего в процессе водоподготовки	тыс. руб.	288,2	-	299,9	Расходы определены на основании принятой численности аппаратчиков ХВО и средней заработной платы	104,0	310,0	320,1
-	численность	чел.	2,0		2,0	Принята численность аппаратчиков ХВО, учтенная при установлении тарифов на теплоноситель для Предприятия на 2014 год	100,0	2,0	2,0
-	средняя з/п	руб./м	12010,15	-	12 496,44	Принята средняя заработная плата, учтенная при установлении тарифов на тепловую энергию для Предприятия на 2015 год	104,0	12915,82	13336,49
1.4	Отчисления на социальные нужды персонала, участвующего в процессе водоподготовки	тыс. руб.	90,8	-	94,5	Расходы приняты с учетом суммарного тарифа страховых взносов в государственные внебюджетные фонды в размере 31,5% от ФОТ, в т.ч. страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний 1,5%	104,0	97,6	100,8
1.5	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	145,2	-	154,89	Общехозяйственные расходы, учтенные при расчете тарифов па тепловую энергию для 11рсдпрмятня на 2014 год, увеличены на ИПЦ на 2015 год в размере 106,7% согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2015 год и иа плановый период 2016 и 2017 годов от сентября 2014 года, разработанному Минэкономразвития России	106,7	160,09	165,30
1.6	Налог на прибыль (налог при УСН)	тыс. руб	0,0		13,9	Объектом налогообложения Предприятия являются доходы, уменьшенные на величину расходов. Сумма минимального налога рассчитана в размере 1% налоговой базы	-	14,8	15,8
2	Необходимая валовая выручка, относимая на производство хнмочищенной воды	тыс. руб.	1 348,4	-	1 389,9	По вышеприведенным основаниям	103,1	1 483,0	1 582,7
3	Объем химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии	тыс.куб.м	35,634	-	35,634	Расчет изложен в строке 1.1	100,0	35,634	35,634
4	Стоимость 1 куб м химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовитедьных установках источника тепловой энергии	руб./куб.м	37,84		39,01	Стоимость химочищенной воды определена исходя из принятой необходимой валовой выручки, относимой на производство химочищенной воды, и объема воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках	103,1	41,62	44,42
5	Необходимая валовая выручка, относимая на производство теплоносителя	тыс. руб.	1 279,3	-	1 318,7	Рассчитана пропорционально объему химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	103,1	1 407,0	1 501,6
6	Объем химочищенной воды, вырабатываемой на водоподготовитсльных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	тыс.куб.м	33,808	-	33,808	Принят равным объему воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	100,0	33,808	33,808
7	Стоимость 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	руб./куб.м	37,84	-	39,01	Рассчитана исходя из необходимой валовой выручки, относимой на производство теплоносителя и объема химочищенной воды, вырабатываемой в целях производства теплоносителя	103,1	41,62	44,42
8	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель (НДС не облагается)	руб./куб.м	37,84	-	39,01	Тариф на теплоноситель принят равным стоимости 1 куб. м воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии в целях производства теплоносителя	103,1	41,62	44,42
9	Рост	%			103,1			106,7	106,7
II	Метод индексации								
1	ИПЦ	%	105.6	-	106.7	-	-	104,4	104,3
2	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	472,2	-	496,2		105,1	512,9	529,6
3	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	90,8	-	108,4	-	119,4	112,5	1 16,7
4	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	785,4	-	785,4	-	100,0	857,6	936,5

Таблица 128

Расчет тарифа на услугу по передаче тепловой энергии, оказываемую АО «АНХК» на 2015 год

Наименование статьи	Ед. изм.	НВВ факт
		2015 г.
Сырье и основные материалы	тыс. руб.	4828,7
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,0
Работы и услуги производственного характера, в т.ч.:	тыс. руб.	68764,8
ремонт	тыс. руб.	11022,5
услуги транспорта, цехов ОА «АНХК» госповерка, диагностика	тыс. руб.	57742,3
Энергия на технологические цели и хозяйственные нужды, в т.ч.	тыс. руб.	1029,6
электроэнергия	тыс. руб.	769,8
теплоэнергия	тыс. руб.	259,9
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	1838,2
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	451,8
Амортизация основных фондов	тыс. руб.	11855,9
Прочие расходы	тыс. руб.	5929,0
Общехозяйственные ОА «АНХК»	тыс. руб.	16513,7
Избыточные доходы	тыс. руб.	
Недополученные доходы, в т.ч.	тыс. руб.	23272,7
на компенсацию потерь	тыс. руб.	
другие	тыс. руб.	
Итого расходы	тыс. руб.	134484,3
Прибыль в том числе:.	тыс. руб.	0,0
на развитие производства	тыс. руб.	0,0
на соцразвитие	тыс. руб.	0,0
на прочие цели	тыс. руб.	0,0
Налоги		80,6
налог на прибыль	тыс. руб.	
налог на имущество	тыс. руб.	80,6
Компенсация потерь	тыс. руб.	142660,4
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	277 225,3
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	888,4
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	312,1
Товарная выручка		284865,4

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

2.2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

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

В соответствии с п. 10. ФЗ от 07.12.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается, также не допускается использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, с 1 января 2022 года.

Также согласно расчету электронной модели системы теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания», произведенному в программе Zulu, существует дефицит пропускной способности на тепловой магистрали № 4, № 5 и № 6 (№ 1, № 2 и № 4 МПФ от станции ТЭЦ-10) от станции ТЭЦ-9. Для подключения новых потребителей к этим магистралям потребуется перекладка участков с увеличением диаметра.

Также отсутствуют ИТП в мкрх: Байкальск, Старо Байкальск, 4-Новый и Северный. Подача теплоносителя в систему отопления осуществляется без элеваторного смешения.

2.4. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 129.

Таблица 129

Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения на территории АГО

Источник теплоснабжения	Тип нагрузки	Единицы измерения	Величина
Станция ТЭЦ-9*	Отопление и вентиляция	Гкал/час	955,01
	ГВС	Гкал/час	415,03
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	1370,04
	Нагрузка по пару	Гкал/час	107,71
	Нагрузка по горячей воде на технологические нужды АНХК (теплотрасса Г)	Гкал/час	30,20
	Нагрузка по ХОВ	Гкал/час	7,66
Станция Участок 1 ТЭЦ-9*	Отопление и вентиляция	Гкал/час	172,19
	ГВС	Гкал/час	40,25
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	212,44
	Нагрузка по пару	Гкал/час	105,39
	Нагрузка по ХОВ	Гкал/час	7,08
Станция ТЭЦ-10	Нагрузка по пару	Гкал/час	23,40
	Итого	Гкал/час	23,40
Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	2,610
	ГВС	Гкал/час	0,153
	Итого (отопление, вентиляция, ГВС)	Гкал/час	2,763
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	0,245
	Итого	Гкал/час	0,245
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	Отопление и вентиляция	Гкал/час	0,231
	Итого	Гкал/час	0,231

* данные о нагрузках на источниках представлены на 2015 год, в 2016 году осуществлено переключение тепловой нагрузки по горячей воде (отопление, вентиляция и ГВС) с источника станции Участок №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9. Станция Участок №1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

2.5. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Общая площадь жилого фонда АГО на начало 2015 года составила 5431,7 тыс. кв. м. Обеспеченность жильем по территории составляет 22,7 кв. м жилой площади на 1 человека, что соответствует среднему уровню по Иркутской области. В г. Ангарск средняя жилищная обеспеченность составляет 22,6 кв. м на 1 чел., в п. Мегет – 18,7 кв. м на 1 чел., в с. Савватеевка и с. Одинск – 13,8 кв. м на 1 чел.

В АГО ведется жилищное строительство: в 2014 году построено, введено и зарегистрировано в упрощенном порядке 44,05 тыс. м жилья, из них – 39,44 тыс. кв. м на территории г. Ангарск.

Жилой фонд АГО преимущественно представлен среднеэтажными жилыми домами до 5 этажей (70%). Малоэтажные жилые дома, в том числе с приусадебными участками, составляют 15% общей площади жилого фонда. Жилые дома выше 6 этажей составляют 15% жилого фонда. Максимальная этажность жилых зданий в г. Ангарск – 12 этажей, ведется строительство 16-18-этажных блок-секций.

Распределение жилищного фонда по этажности отражено в таблице 130.

Таблица 130

Распределение жилищного фонда по населенным пунктам по этажности

Населенный пункт	Жилищный фонд, всего	Малоэтаж. жилые дома	Жилые дома 4-5 этажей	Жилые дома 6-9 этажей	Жилые дома более 9 этажей	Численность, тыс. чел. на конец 2014 г.
г. Ангарск	5186,2	661,4	3687,3	635	202,5	227,5
п. Мегет	166,8	78,3	88,5			8,85
п. Зверево	0,3	0,3				0,02
д. Зуй	5,9	5,9				0,32
п. Ключевая	0,5	0,5				0,03
п. Стеклянка	0,9	0,9				0,05
п. Ударник	2,7	2,7				0,15
с. Савватеевка	19,7	19,7				1,43
п. Новоодинск	2,6	2,6				0,09
п. Звездочка	1,1	1,1				0,05
с. Одинск	19,3	19,3				0,94
д. Чебогоры	2,4	2,4				0,04
з. Ивановка	2,5	2,5				0,01
з. Якимовка	0,8	0,8				0,06
ИТОГО	5411,7	798,4	3775,8	635	202,5	239,6

Жилищный фонд отличается достаточно хорошим техническим состоянием. Общая площадь жилых помещений в ветхих и аварийных жилых домах – 125,4 тыс. кв. м, или 2 % общего объема, что значительно ниже среднего уровня по Иркутской области (8 %).

Жилищный фонд г. Ангарска имеет высокую степень благоустройства (97-99 %). Удельный вес общей площади, оборудованной газом, на конец 2014 года составлял 88,59 %, напольными электроплитами – 4,8 %.

В г. Ангарске, п. Мегет и с. Савватеевка более половины многоквартирных жилых домов нуждаются в капитальном ремонте и модернизации.

В соответствии с генеральным планом на первую очередь новое жилищное строительство в границах АГО предусматривается как на свободных от застройки территории, так и в условиях ликвидации ветхого и аварийного жилья. Ветхий и аварийный жилищный фонд на территории АГО в настоящее время составляет 4,605 тыс. кв. м общей площади, или 0,1% существующего. В то же время многие жилые дома имеют износ, близкий к сверхнормативному. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. Главным образом, это малоэтажная застройка в г. Ангарске. В таблице 131 представлено распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам.

Таблица 131

Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам, причинам сноса и этажности (тыс. кв.м.)

Населенные пункты	Существующий жилищный фонд	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
	тыс. куб. м	2	всего	под организацию СЗЗ		всего		
				1	2	тыс. куб. м		
г. Ангарск	5196,2	4,605	4,605	-	-	-	4,605	5181,595
п. Мегет	166,8	-	-	-	-	-	-	166,8
п. Зверево	0,3	-	-	-	-	-	-	0,3
д. Зуй	5,9	-	-	-	-	-	-	5,9
п. Ключевая	0,5	-	-	-	-	-	-	0,5
п. Стеклянка	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
п. Ударник	2,7	-	-	-	-	-	-	2,7
с. Савватеевка	19,7	-	-	-	-	-	-	19,7
п. Новоодинск	2,6	-	-	-	-	-	-	2,6
п. Звездочка	1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
с. Одинск	19,3	-	-	-	-	-	-	19,3
д. Чебогоры	2,4	-	-	-	-	-	-	2,4
з. Ивановка	2,5	-	-	-	-	-	-	2,5
з. Якимовка	0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
ИТОГО	5431,7	4,605	4,605	-	-	-	4,605	5407,1

Генеральным планом АГО на первую очередь строительства предусматривается размещение нового жилищного фонда общей площадью 504,578 тыс. кв. м, главным образом, многоэтажного: в 6 и более этажных жилых домах – 49,3 %, в 5-6 этажных домах – 27,4 %. Малоэтажного: в 2-3 этажных жилых домах – 3,7 %. Индивидуальные жилые дома – 19,6 % нового жилищного фонда.

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда на 1 очередь строительства по этажности представлено в таблице 132.

Таблица 132

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда на 1 очередь строительства по этажности

Населенный пункт	Сохраняемый	проект 1 очередь				Итого	Население	
		многоэтажные жилые дома (от 9 эт. и более)	средне-этажные жилые дома (5-8 эт.)	малоэтажные жилые дома (1-4 эт.)	индивид. жилые дома	Всего		
	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м	тыс. кв. м
г. Ангарск	5181,595	248,6	168,11	21,84	36,952	475,502	5657,097	235,567
п. Мегет	166,8					0	166,8	8,9
п. Зверево	0,3					0	0,3	0,02
д. Зуй	5,9				10,451	10,451	16,351	0,35
п. Ключевая	0,5					0	0,5	0,03
п. Стеклянка	0,9					0	0,9	0,1
п. Ударник	2,7				2,282	2,282	4,982	0,17
с. Савватеевка	19,7				5,593	5,593	25,293	1,45
п. Новоодинск	2,6					0	2,6	0,09
п. Звездочка	1,1					0	1,1	0,05
с. Одинск	19,3			2,5	6,83	9,33	28,63	1
д. Чебогоры	2,4				0,515	0,515	2,915	0,05
з. Ивановка	2,5					0	2,5	0,075
з. Якимовка	0,8				0,905	0,905	1,705	0,06
ИТОГО	5407,095	248,6	168,11	24,34	63,528	504,578	5911,67	247,942

* проектами планировок г. Ангарск при расчете проектируемого жилья применялся показатель жилищной обеспеченности 25 кв. м на человека

На 1 очередь строительства жилищный фонд в границах генерального плана АГО составит 5911,67 тыс. кв. м общей площади квартир при средней этажности 8,2 этажа по сравнению с 6,8 этажа в настоящее время. Средняя жилищная обеспеченность населения принимается в соответствии с расчетом в размере 23 кв. м общей площади на одного жителя. Население в границах проекта на первую очередь составит 247,942 тыс. чел. Данная численность принимается с учетом миграционных тенденций, демографической ситуации, возрастной структуры, занятости населения.

В соответствии с генеральным планом на расчетный срок, новое жилищное строительство в границах АГО предусматривается на свободных от застройки территории. Ветхий жилищный фонд, подлежащий сносу, на территории АГО к 2026 году составит 8152,3 тыс. кв. м всего существующего фонда или 1,5 %. Многие жилые дома имеют износ, близкий к сверхнормативному, и включены в Перечень объектов ветхого и аварийного жилищного фонда. Часть их попадает в границы площадок, предлагаемых под снос и строительство нового жилья. Кроме того, часть жилого фонда и садоводств в АГО подлежит выносу с территорий, ограниченных в использовании для жилья.

Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам АГО, причинам сноса и этажности (тыс. кв. м) представлено в таблице 133.

Таблица 133

Распределение выбывающего жилищного фонда по населенным пунктам АГО, причинам сноса и этажности (тыс. кв. м)

Существующий жилищный фонд	Убыль жилищного фонда по техническому состоянию с количеством этажей		Убыль пригодного для проживания жилищного фонда с количеством этажей			Убыль всего	Сохраняемый опорный жилищный фонд
			под организацию санитарно-защитных зон		всего		
тыс.кв.м	2	всего	1	2	тыс.кв.м		
5196,2	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5188,048
176,8	-	-	-	-	-	-	176,8
0,3	-	-	-	-	-	-	0,3
5,9	-	-	-	-	-	-	5,9
0,5	-	-	-	-	-	-	0,5
0,9	-	-	-	-	-	-	0,9
2,7	-	-	-	-	-	-	2,7
19,7	-	-	-	-	-	-	19,7
2,6	-	-	-	-	-	-	2,6
1,1	-	-	-	-	-	-	1,1
19,3	-	-	-	-	-	-	19,3
2,4	-	-	-	-	-	-	2,4
2,5	-	-	-	-	-	-	2,5
0,8	-	-	-	-	-	-	0,8
5431,7	8,152	8,152	-	-	-	8,152	5423,548

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории АГО (тыс. кв.м.) представлено в таблице 134.

Таблица 134

Распределение сохраняемого и проектируемого жилищного фонда по этажности на территории АГО (тыс. кв.м)

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
г. Ангарск							
Жилищный фонд, всего	5225,44	5264,68	5303,92	5342,59	5381,26	5419,92	6329,885
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	665,92	670,43	674,95	678,89	682,83	686,77	977,29
жилые дома 4-8 этажей	4336,31	4350,32	4364,33	4378,34	4392,35	4406,36	4901,50
жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	227,50	228,24	228,97	229,71	230,44	231,18	244,389
п. Мегет							
Жилищный фонд, всего	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8	166,8
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3
жилые дома 4-8 этажей	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	8,85	8,85	8,86	8,86	8,87	8,87	8,95
п. Зверево							
Жилищный фонд, всего	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
д. Зуй							
Жилищный фонд, всего	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	6,77	7,64	8,51	9,38	10,25	11,13	33,8
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,3	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,37
п. Ключевая							
Жилищный фонд, всего	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
п. Стеклянка							
Жилищный фонд, всего	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,05	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,15
п. Ударник							
Жилищный фонд, всего	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	2,89	3,08	3,27	3,46	3,65	3,84	8,666
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,2
с. Савватеевка							
Жилищный фонд, всего	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	20,17	20,63	21,1	21,56	22,03	22,5	34,632
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	1,42	1,42	1,43	1,43	1,43	1,43	1,52
п. Новоодинск							
Жилищный фонд, всего	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
п. Звездочка							
Жилищный фонд, всего	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
с. Одинск							
Жилищный фонд, всего	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	20,08	20,86	21,63	22,41	23,19	23,97	44,21
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	1,05
д. Чебогоры							
Жилищный фонд, всего	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	2,44	2,48	2,53	2,57	2,61	2,66	3,78
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06
з. Ивановка							
Жилищный фонд, всего	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08
з. Якимовка							
Жилищный фонд, всего	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	0,88	0,95	1,03	1,1	1,18	1,25	3,071
жилые дома 4-8 этажей	-	-	-	-	-	-	-
жилые дома более 9 этажей	-	-	-	-	-	-	-
Снос жилья	0	0	0	0	0	0	0
Численность, тыс. чел. на конец года	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07
ИТОГО							
Жилищный фонд, всего	5453,36	5495,03	5536,69	5577,78	5618,87	5659,96	6632,74
малоэтажные жилые дома, в т. ч. индивидуальные с учетом сноса	805,34	812,28	819,22	825,58	825,58	838,30	1199,79
жилые дома 4-8 этажей	4424,81	4438,82	4452,83	4466,84	4466,84	4494,86	4990,00
жилые дома более 9 этажей	223,22	243,93	264,65	285,37	306,08	326,80	451,10
Снос жилья	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	0,58	0,00
Численность, тыс. чел. на конец года	239,57	240,33	241,09	241,85	242,61	243,38	257,029

Основные показатели распределения жилищного фонда АГО в таблице 135.

Таблица 135

Основные показатели распределение жилищного фонда АГО

Жилищный фонд	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2036
Средняя обеспеченность населения	кв.м на человек	22,4	22,45	22,51	22,56	22,62	22,67	25,6
Общий объем жилищного фонда	тыс.кв.м	5431,7	5475,33	5518,97	5562,60	5606,23	5649,87	6632,74
Общий объем нового жилищного строительства	тыс.кв.м	41,654	83,74	125,82	167,91	209,99	252,07	729,221
В том числе из общего объема нового жилищного строительства по типу застройки:								
Малоэтажная индивидуальная жилая застройка	тыс.кв.м	0,931	6,62	12,31	18,00	23,69	29,38	54,283
Малоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	0,263	2,45	4,64	6,83	9,02	11,21	263,848
Среднеэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	8	22,56	37,11	51,67	66,22	80,78	411,09
Многоэтажная многоквартирная жилая застройка	тыс.кв.м	32,46	52,11	71,76	91,41	111,06	130,71	0,00
Общий объем убыли жилищного фонда	тыс.кв.м							-8,152

Согласно Генеральному плану в АГО запланировано строительство объектов социальной инфраструктуры, представленных в таблицах 136-140.

Таблица 136

Объекты в области физической культуры и массового спорта

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стек лянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/257,029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ И МАССОВОГО СПОРТА															
Спортивные залы															
Норматив – 73.5 кв.м общей площади /1000 жит.															
Потребность, кв.м общей площади	17316,4	654,15	1,47	25,73	2,2	7,35	12,5	106,58	6,62	0,37	73,5	0,37	5,52	4,41	18223,74/18891,63
Существующие объекты	14422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576	-	-	-	14422
Дополнительная потребность	2894,4	654,15	-	25,73	-	7,35	12,5	106,58	6,62	-	-	1	-	-	2894,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Спортивный комплекс (спорт. зал 110 кв.м. площ. пола)	Спортивный комплекс со спортивным залом 240 мест, с бассейном 300 кв.м зеркала воды	-	-	-	-	Спортивные сооружения на площади 1 га	Спортивный зал со стадионом	-	-		Спортивные сооружения на площади 1 га	-	Хоккейный корт	-
	Спортивно-оздоровительный комплекс (500 кв.м площ. пола, бассейн 450 кв.м зеркала воды)	Спортивные сооружения на площади 1 га	-	-	-	-	-	Многофункциональная спортивная площадка	-	-	-	-	-	-	-
	Спортивные и физкультурно-досуговые плоскостные сооружения							Хоккейный корт							
	Физкультурно-оздоровительный комплекс со спортивным залом 700 кв. м площади пола														
	Культурно-спортивный комплекс с аквапарком со спортивным залом 500 кв.м площади пола, с бассейном 450 кв.м зеркала воды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Предложения по размещению	Культурно-оздоровительный комплекс	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 700 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 360 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 300 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 310 кв.м .площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 290 кв.м площади пола	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 275 кв.м площади пола														
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 220 кв.м площади пола														
	Помещение для физкультурно-оздоровительных занятий 200 кв.м площади пола														

Таблица 137

Объекты в области образования

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Все-го
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/ 257,029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ОБРАЗОВАНИЯ															
Общеобразовательные школы															
Норматив – 111 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	26151,27	987,9	2,22	38,85	3,33	11.1	18,87	160,95	10	5,55	111	5,55	8,33	6,7	27521,56/ 28530,22
Существующие объекты	23 733	800	-	-	-	-	-	160	-	-	192	-	-	-	24885
Дополнительная потребность	-	87,9	2,22	38,85	3,33	11.1	18,87	-	10	5,55	-	5,55	8,33	6,7	2636,56
Предложения по размещению	1*720; 1*1300; 1*800;1*200; 2*1000;1*900	1*45	-	-	-	-	-	1*140; расширение существующей до 300 мест	-	-	-	-	-	-	6125
Детские дошкольные учреждения															
Норматив – 65 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	15313,81	578,5	1,3	22,75	2	6,5	11	94,25	5,85	3,25	65	3,25	4,88	3,9	16116,23/ 16706.89
Существующие объекты	14845	380	-	-	-	-	-	75	-	-	150	-	-	-	15450
Дополнительная потребность	468,81	198,5	1,3	22,75	2	6,5	11	19,25	5,85	3,25	-	3,25	4,88	3,9	5035.02
Предложения по размещению	1*300, 3*220; 1*280; 1*250;1*160; 1*190; 4*110; социальный объект	1*80; социальный объект 1*50	-	1*90	-	-	1*140	1*90; расширение существующ. до 110 мест	-	-	1*90	-	-	-	2750

Таблица 138

Объекты в области здравоохранения

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Все-го
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п .Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п.Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	235,597	8,9	0,02	0,35	0,03	0,1	0,17	1,45	0,09	0,05	1,0	0,05	0,075	0,06	247,942/ 257,029
ОБЪЕКТЫ В ОБЛАСТИ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ															
Поликлиники, амбулатории, иные объекты															
Норматив – 21,8 посещений в смену/ 1000 жит.															
Потребность, мест	7136	194	0,4	7,6	0,65	2,18	3,7	31,68	2	1.9	21,8	1,9	1,6	1,3	7405,14/ 7603,23
Существующие объекты	6442	150	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	-	6642
Дополнительная потребность	-	44	0,4	7,6	0,65	2,18	3,7	31,68	2	1.9	-	1,9	1,6	1,3	-
Предложения по размещению	Центр «Здоровье»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Диагностический центр 1*250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Аптеки															
Норматив – 1 объект /13000 жит.															
Потребность, объектов	17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	31
Предложения по размещению	18	1	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	21

Таблица 139

Объекты культуры и досуга

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Мегет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	244,389	8,95	0,02	0,37	0,03	0,15	0,2	1,52	0,09	0,05	1,05	0,06	0,08	0,07	257,029
ОБЪЕКТЫ КУЛЬТУРЫ И ДОСУГА															
Объекты культуры и досуга															
Норматив – 84 места /1000 жит.															
Потребность, кв.м общей площади	20660,72	609,17	1,09	59,72	1,85	3,28	18,23	92,4	9,49	4,03	104,58	10,67	9,16	6,22	21590,60
Существующие объекты	7 236	150	-	-	-	-	-	300	-	-	150	-	-	-	7836
Дополнительная потребность	13424,72	459,17	1,09	59,72	1,85	3,28	18,23	-	9,49	4,03	-	10,67	9,16	6,22	13754,6
Предложения по размещению	Много функциональный торговый комплекс, включая кинотеатр на 670 мест и выставочный зал	Досуговоразвлекательный центр (учреждение клубноготипа с кинозалом на 450 мест)	-	-	-	-	-	Реконструкция клуба с расширением	-	-	Общепоселковый центр	-	-	-	-
	Культурно-досуговый центр (библиотека, детская школа искусств, клуб, кинотеатр)	-	-	-	-	-	-	Общепоселковый центр	-	-	Общепоселковый центр	-	-	-	-
	Аквапарк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Помещения для культурно-массовой работы с населением общей площадью 2075 кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ОБЪЕКТЫ В СФЕРЕ ОБСЛУЖИВАНИЯ															
Магазины															
Норматив – 100кв.м торг. площади /1000 жит.															
Потребность , кв.м торговой площади	68869,1	2030,56	3,64	199,08	6,16	10,92	60,76	308	31,64	13,44	348,6	35,56	30,52	20,72	71968,68
Существующие объекты	123 923,1	650	-	-	-	-	-	215	35	-	150	35	30	30	125068,1
Дополнительная потребность	-	1380,56	3,64	199,08	6,16	10,92	60,76	93	-	13,44	198,6	-	-	-	-
Предложения по размещению	в общественных центрах планировочных районов и первых этажах жилых домов														
Предприятия общественного питания															

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Метет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	244,389	8,95	0,02	0,37	0,03	0,15	0,2	1,52	0,09	0,05	1,05	0,06	0,08	0,07	257,029
Норматив – 8 мест/1000 жит.															
Потребность, мест	1967,688	58,016	0,104	5,688	0,176	0,312	1,736	8,8	0,904	0,384	9,96	1,016	0,872	0,592	2056,248
Существующие объекты	9521	210	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	9821
Дополнительная потребность	-	-	0,104	5,688	0,176	0,312	1,736	-	0,904	0,384	9,96	1,016	0,872	0,592	-

Таблица 140

Объекты культуры и досуга

Объекты	Населенные пункты с численностью населения (тыс. чел.)														Всего
	г. Ангарск	п. Метет	п. Зверево	д. Зуй	п. Ключевая	п. Стеклянка	п. Ударник	с. Савватеевка	п. Новоодинск	п. Звездочка	с. Одинск	д. Чебогоры	з. Ивановка	з. Якимовка	АГО
	244,389	8,95	0,02	0,37	0,03	0,15	0,2	1,52	0,09	0,05	1,05	0,06	0,08	0,07	257,029
Предложения по размещению	в общественных центрах планировочных районов и первых этажах жилых домов														
Предприятия непосредственного бытового обслуживания															
Норматив – 2 рабочих мест на 1000 чел.															
Потребность, объектов	491,922	14,504	0,026	1,422	0,044	0,078	0,434	2,2	0,226	0,096	2,49	0,254	0,218	0,148	514,062
Существующие объекты	883 объекта	2	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	-	-	893
Дополнительная потребность	1*18 раб.мест, прачечная 11,356 кг/смену, химч. 21 кг/смену, бани 14 чел.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2.6. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Требования к энергетической эффективности и к теплопотреблению зданий, проектируемых и планируемых к строительству, определены нормативными документами:

а) СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;

б) СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий.

На стадии проектирования здания определяется расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, $q_{от}$, Вт/(куб.м · °С). Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению q_0, Вт/(куб. м · °С).

Нормативные значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий приводятся в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», утвержденном приказом Министерства регионального развития РФ от 30.06.2012 № 265.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию представлены в таблице 141.

Таблица 141

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед. измерения	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·куб.м	20,344	18,511	16,633	16,052	15,023	14,263	13,458	12,966
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·куб.м	21,775	19,673	18,645	16,588	16,052	15,291	14,487	13,905
Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	ккал/час·куб.м	17,617	17,080	16,588	16,052	15,560	15,023	14,487	13,905
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·куб.м	23,295	23,295	23,295	-	-	-	-	-
Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·куб.м	11,893	11,402	10,865	10,373	10,373	-	-	-
Административного назначения, офисы	ккал/час·куб.м	18,645	17,617	17,080	13,995	12,430	11,402	10,373	10,373

Потребность в тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», исходя из нормативного расхода горячей воды в сутки одним жителем (работником, посетителем и т.д.) и периода потребления (ч/сут) для каждой категории потребителей.

В таблицах 142 и 143 представлены удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий и общественных зданий.

Таблица 142

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий, ккал/ч

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1 жителя
С водопроводом и канализацией, без ванн	40	100,00
То же, с газоснабжением	48	120,00
С водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	60	150,00
То же, с газовыми водонагревателями	85	212,50
С централизованным горячим водоснабжением и с сидячими ваннами	95	237,50
То же, с ваннами длиной более 1500 – 1700 мм	100	250,00

Таблица 143

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение общественных зданий, ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу
1. Общежития		
с общими душевыми	1 житель	125,00
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00
2. Гостиницы, пансионаты и мотели		
с общими ванными и душами	1 житель	175,00
с душами во всех номерах	1 житель	350,00
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00
3. Больницы		
с общими ванными и душами	1 житель	187,50
с санитарными узлыми, приближенными к палатам	1 житель	225,00
инфекционные	1 житель	275,00
4. Санатории и дома отдыха		
с общими душевыми	1 житель	162,50
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00
5. Физкультурно-оздоровительные учреждения		
со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	75,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 место	250,00
6. Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты		
с дневным пребыванием детей		
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	180,00
с круглосуточным пребыванием детей:		
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	100,00
7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00
8. Административные здания	1 работающий	60,00
9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	0,07
10. Магазины		
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00
промтоварные	1 работник в смену	60,00
11. Поликлиники и амбулатории	1 пациент	24,00
	1 работающий в смену	72,00
12. Аптеки		
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00
13. Парикмахерские	1 рабочее место в смену	165,00
14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения		
для зрителей	1 человек	45,00
для артистов	1 человек	187,50
15. Стадионы и спортзалы		
для зрителей	1 человек	15,00
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27
16. Плавательные бассейны		
для зрителей	1 место	10,00
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу
17. Бани		
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00
душевая кабина	1 посетитель	4800,00
ванная кабина	1 посетитель	7200,00
18. Прачечные		
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25
механизированные	1 кг сухого белья	0,42
19. Производственные цехи		
обычные	1 человек в смену	82,50
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м/ч	1 человек в смену	240,00
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00

2.7. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.

Нормирование потребления тепловой энергии каждого технологического процесса (потребителя) не осуществляется. В данном случае спрогнозировать перспективные удельные расходы тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не представляется возможным. В качестве рекомендации предлагается оборудовать приборами учета тепловой энергии ввода тепловой энергии, от которых осуществляется покрытие технологических нагрузок с последующей оценкой удельных показателей потребления тепловой энергии на каждый технологический процесс и разработкой этих перспективных показателей.

2.8. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) с разделением по видам теплопотребления в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Новое строительство на территории г. Ангарска будет обеспечиваться теплом от станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания», на территории с. Савватеевка – от котельной ООО «Чистые ключи». Подключение новых потребителей к системам теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск) и МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) нецелесообразно, в качестве источников теплоснабжения для нового строительства в с. Одинск и д. Зуй предлагается использовать автономные источники тепловой энергии.

Приросты нагрузок отопления и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории АГО представлены в таблицах 144 и 145. В таблице 144 представлен переченьновых потребителей, подключаемых к системе ООО «Байкальская энергетическая компания» на основании выданных технических условий. В таблице 145 отражены приросты тепловой нагрузки, связанные с подключением зон перспективной застройки. Приросты объемов потребления тепловой энергии представлены в таблице 145.

Таблица 144

Приросты перспективных нагрузок отопления и горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения за счет подключения потребителей на основании выданных технических условий, Гкал/час (2023-2025 год)

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Общая, Гкал/ч
1	МКУ «СМХ»	Детская школа искусств на 150 мест, Иркутская область Ангарский городской округ, п. Мегет, пер. Школьный, участок 20	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:010108:39	0,371	0,033	0,421	0,825
2	ООО «Домстрой»	12-ти этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 93, с северо-западной стороны от пересечения ул. Карла Маркса и ул. 40 лет Октября	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040107:5259	0,162	0,178	0	0,34
3	ООО «Марлин»	Крытый фитнес клуб с выделенными спортивными зонами (бассейны) Иркутская область, г. Ангарск, мкр 31	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040702:11	0,31	0,82	0,26	1,39
4	ООО «Специализированный застройщик «Домстрой»	Многоквартирные жилые дома, Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, участок 1	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:137	0,264	0,147	0	0,411
5	Сарсенбаева Светлана Павловна	Нежилые здания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 215, стр. 5, 7	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:33 38:26:040302:71	0,25765	0,004968	0	0,262618
6	Гаранина Анастасия Рамильевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, пер.Пожарный, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:800	0,006	0,007	0	0,013
7	МУП АГО «Ангарский Водоканал»	Производственное здание цеха эксплуатации сетей водоснабжения (реконструкция), Иркутская область, г. Ангарск, квл 79, стр. 2/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040103:795	0,0605	0,0204	0,0579	0,1388
8	Селезнев Константин Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, дом 62	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:307	0,02	0,0048	0	0,0248
9	Бочкова Татьяна Анатольевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:203	0,0052	0	0	0,0052
10	Кунц Владимир Михайлович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, смежно с северо-западной стороны с участком по ул. Огарева, д. 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:634	0,0072	0,0036	0	0,0108
11	ООО «Специализированный застройщик «Современник»	Группа жилых зданий секционного типа со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями. 2 этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040403:10260	0,334	0,508	0	0,842
12	Израйлева Марина Мунаваровна	Здание похоронного бюро, Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, участок 51.	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:545	0,0722	0,03528	0,0488	0,15628
13	Темит Евгений Андреевич, ООО «Специализированный застройщик «Новый дом»	9 этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 192	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040502:266	0,48969	0,2298	0,2298	0,94929
14	ООО «Орион»	Группа жилых домов, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 6а, участок 30	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040201:7161	0,0762	0,0588	0	0,135
15	УАиГ администрации АГО	ЗАГС, Иркутская область, г. Ангарск, на пересечении ул. Зурабова и ул. Троицкой	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:6968	0,3	0	0	0,3
16	ООО «Специализированный застройщик «Алые паруса»	Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, в 40 метрах западнее пересечение ул. Космонавтов и ул. Алешина	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040701:57	0,794	0,657	0,083	1,534
17	Рябцовская Лариса Григорьевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:199	0,012	0,0048	0	0,0168
18	МБУ ДО «Спортивная школа олимпийского резерва «Ангара»	Физкультурно-оздоровительный комплекс Иркутская область, г. Ангарск, квартал 71, в 414 метрах северо-западнее пересечения ул. Горького и ул. Ворошилова	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:2514	0,24	0,09	0,214	0,544
19	Мосин Владимир Александрович	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое Кольцо, участок 72	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:310	0,00969	0	0	0,00969
20	ГУФСИН России по Иркутской области	Многоквартирный 9 этажный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, в 146 метрах к юго-востоку от жилого дома № 16 квл 219	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:140	0,420636	0,54672	0	0,967356
21	Рудин Александр Евгеньевич	Магазин Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старица, ул. Новоселовская, участок 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2855	0,027	0	0	0,027
22	Шец Татьяна Ивановна	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Цеховая, дом 14	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:17	0,027339	0,001992	0	0,029331
23	Седин Вячеслав Николаевич	Магазин с закусочной Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, ул. Советская, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:7037	0,047	0	0	0,047
24	МКУ «СМХ»	Ощеобразовательная школа на 725 мест Иркутская область, г. Ангарск, мкр 32, участок № 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040703:4105	0,864	0,438	1,04	2,342
25	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Рейн Форест»	Завершение строительства объектов незавершенного строительства Иркутская область, г.Ангарск, мкр 32, в 12 метрах северо-западнее жилого дома 8	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:119	0,2214	0,2154	0	0,4368
26	Шевченко Мелитина Цзиминовна	Жилой дом, совмещенный с рестораном «Фо-Дзинь», Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Северный, ул. Трудовых резервов, дом 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:92	0,01848	0	0	0,01848

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Общая, Гкал/ч
27	ООО «Автосалон»	Общественно деловое здание с гаражом Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040403:117	0,0283	0,0016	0	0,0299
28	Апарин Александр Валерьевич	Гаражи для хранения легкового транспорта Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, в 58 метрах на северо-запад от территории ГСМ-500	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:532	0,5308	0	0	0,5308
29	Боровков Олег Анатольевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старо Байкальск, пер. Охотский, участок 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:52	0,02767	0,00054	0	0,02821
30	Федоткина Наталья Геннадьевна	Административное (нежилое) здание с объектами СКБ (магазин): Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040303:642	0,107	0,018	0,101	0,226
31	Казьмин Сергей Алексеевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, город Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, ул. Лобачевского, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4116	0,0084	0	0	0,0084
32	Тодоров Илья Васильевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, пер. Муромский, дом 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4110	0,0133	0	0	0,0133
33	ООО «Орфей»	Кафе «Аллея Любви», Иркутская область, го Ангарск, квл 71, участок 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:79	0,03	0	0	0,03
34	ООО «Комильфо»	Кафе «Феникс», Иркутская область, г. Ангарск, мкр 7, строение 8а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:4	0,037	0	0	0,037
35	Индивидуальный предприниматель Турлаев Алексей Викторович	Гаражи, Иркутская область, г. Ангарск, в районе автокооперативов «Южный» и «Сигнал»	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:11	0,1378	0	0	0,1378
36	УАиГ администрации АГО	Многоквартирный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, микр 32, участок 25	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:4958	0,11	0	0	0,11
37	Добрынин Сергей Иванович	Магазин-кафе «Бриз» Иркутская область, г. Ангарск, мкр 17, дом 25	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040404:159	0,0067	0	0	0,0067
38	ГСК «Лесник»	Гаражи ГСК «Лесник», Иркутская область, г. Ангарск	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:186	0,2481	0	0	0,2481
39	Суковых Виктория Геннадьевна	Иркутская область, г.Ангарск, мкр Юго-Восточный, квл 10, дом 9	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041406:0024	0,0494	0,00492	0	0,05432
40	ООО «ССР»	Здание материального склада Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Связи, строение 1а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041002:35	0,0351	0	0	0,0351
41	Кузнецов Вячеслав Степанович	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:197	0,0114	0,00117	0	0,01257
42	Суркова Юлия Викторовна	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 12	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:216	0,0103	0	0	0,0103
43	Сергеев Александр Валерьевич	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Соликамская, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:446	0,00918	0	0	0,00918
44	Печура Дмитрий Гавриилович	Здание кузнечно-столярного цеха, Иркутская область, г.Ангарск, мкр.Байкальск, ул.Б.Хмельницкого, 36/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:0005	0,017	0	0	0,017
45	Шунова Мария Романовна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:442	0,028216	0,002308	0	0,030524
46	Смольников Александр Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. Кооперативный, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:0014	0,0147	0	0	0,0147
47	Каранин Алексей Иванович	АЗС, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 14, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:78	0,0161	0	0	0,0161
48	МКУ «СМХ»	Дополнительный блок МБОУ «СОШ № 39» на 575 учащихся, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:32, 38:26:040401:8778, 38:26:040401:8685	0,979	0,456	0,481	1,916
49	Волкова Наталья Александровна	Производственный цех., Иркутская область, г. Ангарск, квл 1, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040101:608	0,0336	0	0	0,0336
50	Воронов Дмитрий Олегович	Автомойка, Иркутская область, г. Ангарск, квл 108	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040106:1396	0,0356	0	0	0,0356
51	УАиГ администрации АГО	Корпус инфекционной больницы на 150 коек, Иркутская область, г. Ангарск, в 35 м к югу от пересечения Ленинградского проспекта и ул. Преображенская	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040301:95, 38:26:040301:1131, 38:26:040301:1132, 38:26:040301:1133	0,511	0,467	1,522	2,5
52	Каранин Алексей Иванович	Нежилое здание с кадастровым номером, Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, участок 4в	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:000000:6166	0,161	0	0	0,161
53	Кручек Наталья Валерьевна	2-этажное кирпичное нежилое здание с подвалом, общая площадь 505,3 кв.м, Иркутская область, г. Ангарск, квл 225а, дом 3	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040503:51	0,023	0	0	0,023
54	Гафыкин Антон Александрович	База ЗЖБИ-2, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, Первый промышленный массив, квартал 16, земельный участок 24	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041203:101	3,56	0,119	0,257	3,936
55	Шагдарова Индира Валерьевна	Складское помещение, Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив, квл 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041201:53, 38:26:041201:54	0,7	0	0	0,7
56	Черняков Андрей Анатольевич	Многофункциональный комплекс, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, участок 4а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2870	0,229	0,0629	0,4	0,6919
57	УАиГ Администрации АГО	Детская поликлиника, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 33, участок 23	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040703:4460	0,6	0	0	0,6
58	УАиГ Администрации АГО	Корпус инфекционной больницы, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Иркутская, участок 54	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040902:2700	0,81	0,26	0,43	1,5
59	АО «Стройкомплекс»	Общественное здание, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, земельный участок 50	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040701:2879	0,1	0,016	0	0,116
60	ООО «Свит»	Магазин «Южанка» Иркутская область, г. Ангарск, Южный массив, мкр Юго-Восточный, квл 10, строение 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:041406:76	0,0196	0,0924	0,0132	0,1252
61	УАиГ Администрации АГО	Объект общественного питания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 256-й, ЗУ1-6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040303:387	0,058	0,11	0	0,168
62	ООО «СЗ «Молодежный»	Здания жилого секционного типа со встроенными нежилыми помещениями Иркутская область, г. Ангарск, мкр 29	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040802:47	0,207	0,2254	0	0,4324
ИТОГО				14,920451	5,841798	5,5587	26,320949

Таблица 145

Приросты перспективных нагрузок отопления и горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения за счет подключения зон перспективной застройки, Гкал/час

Номер обобщенного потребителя в электронной модели	Населенный пункт	Кадастровый квл	Тип застройки (жил./общ./дел.)	Подключаемая нагрузка, Гкал/ч				Период подключения	Место подключения (магистральный участок)
				Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ангарск	040702	комплексная застройка (жил./общ./дел.)	1,212	6,135	15,632	8,285	до 2030	ТМ №4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Ангарск	040304	жил., общ.	0,426	2,062	5,483	2,995	2025	ТМ №4
3	Ангарск	040303	жил., общ.	0,326313	1,579478	4,199941	2,29415	2031	ТМ №5
4	Ангарск	040403	жил.	0,038113	0,308204	0,821111	0,474794	2025	ТМ №5
5	Ангарск	040703	жил.	0	2,009123	4,927321	2,918198	2025	ТМ №4
6	Ангарск	040701	жил.	0,087787	0,709893	1,891283	1,093604	2025	ТМ №4, общ.,дел.- ТМ №6
7	Ангарск	040703	общ., дел.	0,060984	0,295184	0,784915	0,428747	2031	ТМ №4
8	Ангарск	040502	общ.	2,32	0,324	3,044	0,4	2025	ТМ №6
9	Ангарск	040302	жил.	0,296423	2,39704	6,38615	3,692687	2025	ТМ №6
10	Ангарск	040601	жил.	0,073545	0,594724	1,584453	0,916184	2025	ТМ №6
11	Ангарск	041401	жил., общ.	2,654125	21,46272	57,1806	33,06375	2031	ТМ №6
12	Ангарск	040803	комплексная застройка (жил./общ./дел.)	0,695454	5,623824	14,98289	8,663612	2031	ТМ №2
13	Ангарск	040203	общ.	0,166909	1,349718	3,595894	2,079267	2031	ТМ 3
14	Ангарск	040701	общ.	0,026003	0,210276	0,560213	0,323934	2025	ТМ 4.
15	Ангарск	040902	жил.	0,05918	0,47856	1,27497	0,737231	2025	ТМ 1
16	Ангарск	040503	жил.	0,007454	0,06028	0,160597	0,092863	2025	ТМ №6
17	Ангарск	040301	жил., общ.	0,257204	2,079893	5,541213	3,204116	2025	ТМ №6
18	Мегет	010105	жил.	0,079052	0,639257	1,703098	0,984789	2025	ТМ 6
ИТОГО				72,647926	8,786546	48,319174	129,7536		

2.9. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) объектами, расположенными в производственных зонах.

Основными предприятиями, потребляющими тепловую энергию на территории АГО, являются АО «АНХК» и АО «АЭХК».

Согласно Генерального плана одним из ключевых направлений развития, заложенных в стратегических документах федерального, регионального и местного уровней является сохранение и расширение роли АГО как промышленного центра в химической и нефтехимической отраслях, в первую очередь, за счет расширения возможностей глубины переработки нефти и газа.

Направление обусловлено наличием обустроенной промплощадки на АО «АНХК», квалифицированных кадров и возрастающим спросом на продукты нефтепереработки на территории Восточной Сибири, Дальнего Востока и соседних стран. Один из проектов является создание производства по получению оксидов ниобия и тантала из колумбитовых концентратов с Зашихинского месторождения (Нижнеудинский район) на базе АО «Ангарский электролизный химический комбинат».

Генеральным планом АГО предусмотрено сохранение существующих производственных зон на территории АГО. Перепрофилирование производственных зон не повлияет на потребление тепловой энергии промышленными предприятиями.

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.

Согласно п. 15, ст. 10, ФЗ № 190 «О теплоснабжении»: «Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Перспективные площади социально-значимых потребителей, для которых могут быть установлены льготные тарифы на тепловую энергию, оцениваются в количестве 5% от планируемого ввода в эксплуатацию жилых зданий.

2.11. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами. Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций коммунального комплекса (ОКК) в сфере теплоснабжения появляется возможность осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки тепловой энергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

а) обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;

б) в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;

в) в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;

г) необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);

д) обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Если перечисленные выше условия не будут выполнены – достичь договоренности сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии, будет затруднительно.

Свободные долгосрочные договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

2.12. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

а) пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

б) не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB.

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации.

Для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала – 0,3, доля собственного капитала 0,7; 4.

Срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет

Рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений – ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

Устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой)

Осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель – для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

Использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0 (разработчик ООО «Политерм», Санкт-Петербург).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

а) построение расчетной модели тепловой сети;

б) паспортизация объектов сети;

в) наладочный расчет тепловой сети;

г) поверочный расчет тепловой сети;

д) конструкторский расчет тепловой сети;

е) расчет требуемой температуры на источнике;

ж) коммутационные задачи;

з) построение пьезометрического графика;

и) расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.1. Наладочный расчет тепловой сети.

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.2. Поверочный расчет тепловой сети.

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.3. Конструкторский расчет тепловой сети.

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике. Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

3.4. Расчет требуемой температуры на источнике.

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

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

Коммутационные задачи:

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

Пьезометрический график:

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся:

а) линия давления в подающем трубопроводе;
б) линия давления в обратном трубопроводе;
в) линия поверхности земли;
г) линия потерь напора на шайбе;
д) высота здания;
е) линия вскипания;
ж) линия статического напора.

Цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов, паспортизация объектов системы теплоснабжения, гидравлический расчет тепловых сетей представлены в электронной модели, выполненной в программе Zulu.

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.

На территории АГО функционирует 5 источников централизованного теплоснабжения:

а) станция ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»;
б) станция ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»;
в) Котельная ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка);
г) Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск);
д) Котельная МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории город на расчетный срок до 2031 года представлены в таблицах 146-151.

Таблица 146

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки станции Участка № 1 ТЭЦ-9*

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/ч	675,84	675,84	675,84	675,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	675,84	675,84	675,84	675,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	Гкал/ч	Станция Участок №1 ТЭЦ-9 с 2016 года переведена в режим насосной станции											
то же в %	%												
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч												
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч												
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч												
Отопление и вентиляция	Гкал/ч												
ГВС	Гкал/ч												
Технология	Гкал/ч	105,39	105,39	105,39	105,39	-	-	-	-	-	-	-	-
ХОВ	Гкал/ч	7,08	7,08	7,08	7,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/ч	543,69	543,69	543,69	543,69								
	%	81,17%	81,17%	81,17%	81,17%								

Таблица 147

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ-9*

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50	2402,50
Собственные нужды	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
то же в %	%	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47	2388,47
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	82,90	83,76	82,71	78,06	76,8	75,5	74,8	74,1	73,5	72,8	72,1	71,5
Отопление и вентиляция	Гкал/час	1132,85	1138,49	1140,95	1201,51	1209,58	1215,31	1221,80	1227,75	1234,13	1241,62	1248,85	1284,57
ГВС	Гкал/час	450,86	452,92	453,82	476,05	479,90	483,34	485,94	489,52	493,60	498,10	502,45	523,92
Технология (пар)	Гкал/час	107,71	107,71	107,71	107,71	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10	213,10
Нагрузка по горячей воде на техн. нужды АО «АНХК» (теплотрасса Г)	Гкал/час	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20	30,20
ХОВ	Гкал/час	7,66	7,66	7,66	7,66	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74	14,74
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	343,10	324,54	309,42	256,47	141,03	140,79	118,99	119,14	118,21	115,56	113,41	60,03
	%	14,36	13,59	12,95	10,74	5,90	5,89	4,98	4,99	4,95	4,84	4,75	2,51

* в случае необходимости ТЭЦ-10 может обеспечить резерв тепловой мощности

Таблица 147.1

Показатели энергосбережения и энергетической эффективности муниципальных распределительных сетей Ангарского городского округа*

Устанавливаются следующие максимальные показатели энергосбережения и энергетической эффективности:														
Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Величина технологических потерь тепловой энергии по тепловым сетям, Гкал	27506,0	27305,0	27305,0	27305,0	27305,0	27278,0	27222,0	27144,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0	27082,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	9,79	9,72	9,72	9,72	9,72	9,71	9,69	9,67	9,64	9,64	9,64	9,64	9,64	9,64

* показатели относятся к перечню объектов, утвержденных постановлением администрации АГО от 01.08.2017 №1345-па и размещенных на официальном сайте АГО в разделе «Комитет по управлению имуществом» http://angarsk-adm.ru/administratsiya/struktura/kumi/kontsessiya/ , а также на сайте www.torgi.gov.ru

Таблица 148

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки станции ТЭЦ-10

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00	563,00

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период											
	год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Располагаемая мощность	Гкал/час	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00	523,00
Собственные нужды	Гкал/час	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57	7,57
то же в %	%	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43	515,43
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,40	23,40	23,40	23,40	0	0	0	0	0	0	0	0
Отопление и вентиляция	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ГВС	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Технология	Гкал/час	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40	23,40
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03	492,03
	%	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46	95,46

Таблица 149

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74	5,74
Собственные нужды	Гкал/час	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
то же в %	%	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19	7,19
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,07	1,08	1,14	1,15	1,16	0,94	0,99	1,00	1,01	1,02	1,07	1,07	1,06
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,76	2,79	2,95	2,98	3,01	3,04	3,19	3,23	3,26	3,29	3,44	3,47	4,11
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	1,50	1,46	1,24	1,20	1,16	1,35	1,15	1,10	1,06	1,02	0,82	0,78	0,16
	%	28,16	27,35	23,36	22,55	21,72	25,25	21,49	20,71	19,95	19,17	15,41	14,71	2,99

Таблица 150

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Собственные нужды	Гкал/час	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
то же в %	%	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533	0,533
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Присоединен ная нагрузка	Гкал/час	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245	0,245
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190
	%	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57

Таблица 151

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период												
	год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Установленная мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Собственные нужды	Гкал/час	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
то же в %	%	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231
Резерв(«+») / Дефицит(«-»)	Гкал/час	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
	%	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03	36,03

5. МАСТЕР-ПЛАН СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода представлен в электронной модели, выполненной в геоинформационной программу Zulu.

5.2. Анализ перспективных зон нового строительства.

На данный момент на территории городского округа расположены 4 системы централизованного теплоснабжения. Тепловая энергия поступает от 6 источников, три из которых – станция Участок №1 ТЭЦ-9, станция ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-10 – работают на единую систему теплоснабжения.

Планируется, что вся перспективная застройка в будущем будет обеспечиваться тепловой энергией от существующих систем теплоснабжения.

Наименование источников тепловой энергии приведены в таблице 152.

Таблица 152

Наименования источников тепловой энергии, их принадлежность и адрес

№	Наименование источника	Адрес источника	Принадлежность
1	Станция Участок №1 ТЭЦ-9*	г. Ангарск, территория АО «АНХК»	ООО «Байкальская энергетическая компания»
2	Станция ТЭЦ-9	АГО, город Ангарск, второй промышленный массив, квл 17, участок 40	
3	Станция ТЭЦ – 10	г. Ангарск, 2-й промышленный массив, квл 41, строение 3	
4	Котельная ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	с. Савватеевка, ул. Школьная	МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка)
5	Котельная МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	с. Одинск	МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)
6	Котельная МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	д. Зуй, ул. Восточная	МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)

* Станция Участок №1 ТЭЦ-9 выведена из эксплуатации с 2020 года.

Зоны действия существующих систем теплоснабжения описаны в разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Расчеты между АО «АНХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания» производятся по счетчикам ООО «Байкальская энергетическая компания».

На территории АГО, не охваченной зонами действия источников централизованного теплоснабжения, планируется использование индивидуальных источников теплоснабжения.

5.3. Определение возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мощности.

Для определения возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мощности используется понятие «радиус эффективного теплоснабжения». Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

Для систем теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания» в соответствии с п. 6 Требований к схемам теплоснабжения постановления Правительства № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схеме теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», радиус эффективного теплоснабжения определяется по методике приведенной в приложении № 40 Приказа № 212 от 05.03.2019 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Радиус эффективного теплоснабжения для системы ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) был определен в соответствии с электронной моделью равным 850 м. Для систем централизованного теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск), МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) подключение новых потребителей нецелесообразно в связи с относительно малой мощностью источников тепловой энергии и сравнительно малой протяженности тепловых сетей.

5.4. Анализ предложений по выводу из эксплуатации котельных, расположенных в зоне действия источников тепловой энергии и переводу тепловой нагрузки от этих котельных на станциях ТЭЦ.

Схемой теплоснабжения вывод из эксплуатации источников тепловой энергии не запланирован. В соответствии с письмом ООО «Байкальская энергетическая компания» т 07.09.2016 № 515-08/8663 планируется вывод из эксплуатации турбоагрегатов станции Участок № 1 ТЭЦ-9, представленных в таблице 153.

Таблица 153

Основные технические характеристики турбоагрегатов, предлагаемых к выводу из эксплуатации

Тип (марка) оборудования	Станционный номер	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
ПТ-21-66/10	1	ТМЗ	1960	21	55
П-19-66/4.5	5	AEG	1952	19	74
Т-22-90	11	ЛМЗ	1955	22	54
Т25-90	12	ЛМЗ	1955	25	54

В результате вывода из эксплуатации указанного оборудования снижение тепловой мощности станции Участок №1 ТЭЦ-9 не произойдет, поскольку тепловая мощность выведенных из эксплуатации турбоагрегатов может быть полностью замещена имеющимися на станции редукционно-охладительными установками, что исключает возникновение угрозы прекращения или ограничения теплоснабжения потребителей.

5.5. Анализ предложений по строительству, реконструкции и модернизации системы теплоснабжения.

В Схеме теплоснабжения сформулирован ряд мероприятий по строительству, рекониструкции и модернизации систем теплоснабжения.

Так Схемой теплоснабжения планируется вывод из эксплуатации четырех турбоагрегатов станции Участок № 1 ТЭЦ-9. Суммарная электрическая мощность оборудование составляет 87 МВт, суммарная тепловая мощность – 237 Гкал/час.

В результате вывода из эксплуатации указанного оборудования снижение тепловой мощности станции Участок № 1 ТЭЦ-9 не произойдет, поскольку тепловая мощность выведенных из эксплуатации турбоагрегатов может быть полностью замещена имеющимися на станции редукционно-охладительными установками, что исключает возникновение угрозы прекращения или ограничения теплоснабжения потребителей.

Выработка тепловой энергии в горячей воде уже перенесена со станции Участок № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции. Передача выработки тепловой энергии в паре со станции Участок № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 планируется до 2020 года.

В разработанной Схеме теплоснабжения запланированы также мероприятия по строительству новых сетей, связанных с развитием систем теплоснабжения на территории городского округа. Для подключения перспективных потребителей в соответствии с выданными техническими условиями планируется строительство 25,7 км тепловых сетей. Для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу запланировано строительство 3,6 км новых тепловых сетей.

Планируется строительство тепловой сети от станции ТЭЦ-10 к п. М. Елань. (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм. Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

Мероприятиями по строительству тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения предусмотрена перекладка 23,1 км тепловых сетей. Мероприятиями по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки запланирована перекладка 16,0 км тепловых сетей.

Для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения запланированы мероприятия по перекладке и строительству тепловых сетей, представленные в таблице 154.

Таблица 154

Мероприятия ООО «Байкальская энергетическая компания» для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок

Наименование объекта	Характеристики
Участок теплотрассы №2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № 303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК43-3 до ТК2-2а ул. Чайковского	L=534м., Ду400мм
Теплосеть по ул. Советской (инв.№3030036). ТМ № 2 от ТЭЦ-9 ул.Советская от ТК-14а до ТК-16а. Техническое перевооружение	L=151м., Ду250мм
Теплосеть к ж.д. 2 в 12 а мкр-на/от ТК-43 до ТК-1а». (Участок тепловой сети в 12а мкр от ТК-46 до ТК-17)	L=134,2м., Ду400мм
Теплотрасса №3 от ТЭЦ-9. Реконструкция. ул. Блудова от Ул. Желябова. ул. Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул.50 лет ВЛКСМ от от 39 до ТК-44, ул Желябова от ТК-44 до ТК-45	L=530м., Ду300мм; L=590м., Ду200мм
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова	L=10,6м., Ду100мм L=129,3м., Ду80мм L=105,7м., Ду50мм L=46,6м., Ду40мм
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл86 (переход через ул.Ворошилова)	L=47,7м., Ду200мм
Теплосеть от ТК-23 ул. Чайковского до дома №3 квл 92 (переход через ул.Чайковскогого)	L=56м., Ду200мм
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/ (инв.№3030021). Техническое перевооружение ТМ № 2 забора ТЭЦ-1 до узла 5Г	L=625м., Ду600мм
Теплосеть квл 93 (инв.№ 3030101). Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 кв. 93. Техническое перевооружение	L=77м., Ду200мм
Теплосеть по ул Горького/ от ТК4 до зд.АБК СМУ-5.от ТК-А по улГОР-ГО до ст.СМУ-1 (инв.№3030034). Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	L=211м., Ду250мм; L=19м., Ду200мм; L=197м., Ду100мм
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81 (Инв. № 3010039)	
Теплосеть к ж.д. 2 в 12-а мкр-не от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка тепловой в 12а мкр от ТК-46 до ТК-17	L=160м.п., Ду400мм; L=130м.п., Ду400мм
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 пог.м., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711.33 пог.м, воздушной прокладки на опорах 11994,17 пог.м- Тепломагистраль №2 станции ТЭЦ-10. Участок от станции ТЭЦ-10 до ТК-23Б Ленинградского проспекта	L= 120м.п., Ду600мм
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул. Чайковского магистральной теплосети №2 от станции ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы №2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	L= 40м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ т/сетям г. Ангарска	АСДУ по 3 насосным.
Магистральная теплотрасса №2 станции ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК-11а на ул. 40 лет Октября» (участок от Н-3 до Н-6)	L = 1200м.п., Ду200мм; L = 590м.п., Ду40-100мм;
Теплосеть по ул. Чайковского /от ТК-10 ул К-М до ТК-43 ул ЧАЙК-ГО. Инв. № 303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского	L= 370м.п., Ду500мм
Участок теплотрассы №3 от теплокамеры 27 на ул.Коминтерна до дома №11, 6 микр-н. Инв. № 3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жил. дома №2 6 мкр.	L= 63м.п., Ду200мм
Теплосеть по пер-ку Сстроительный. Инв. № 3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул.Ярополова	L= 79,5м.п., Ду250мм
Трубопроводы от ТК-115а до ЦТП в пос.Китой (инв.№3030542). Техническое перевооружение железобетонных опор на участке от опоры №35 до опоры №118	84 шт
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217	L= 22 м.п., Ду600мм; L= 210 м.п., Ду100мм; L= 39 м.п., Ду80мм; L= 241 м.п., Ду57мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные тсети кв-в 189,Б,207-210,221,222,225а (инв.№3030576). Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная.	L= 341м.п., Ду200мм
Теплосеть РМЗ-Майск /от кам-31 до кам-115/ (инв.№3030020). Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы.	L= 267м.п., Ду450мм
Участок теплотрассы №5 от УТ-1 на Ангарском просп. до УТ-8 на ул. Декабристов (инв.№3030166). Участок от УТ-1 до УТ-8 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	L= 1249,93м.п., Ду700мм
Информационно-измерительная подсистема ДУ т/сетями г.Ангарска. Инв. № ИЭ3045030. Техническое перевооружение	АСДУ 10 насосных и два источника тепла
Теплосеть РМЗ-Майск /от кам-31 до кам-115/ (инв.№3030020). Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	L= 155м.п., Ду450мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикв. т/сети кв-в А,192,205,206,211,212,219,220 (инв.№3030565). Техническое перевооружение. Участок на Ленинградском проспекте от ТК-309 до ТК-246	L= 223,5м.п., Ду450мм
Участок теплотрассы №1 ТЭЦ-1 от ТК 4 до ТК 48 по пр.К.Маркса (Инв. №3030010-1). Техническое перевооружение участка от ТК-38б до ТК-7 квартала 59	L= 41м.п., Ду125мм
Теплосеть по ул. Чапаева (Инв. №3030009). Техническое перевооружение участка от ТК-20 ул. Матросова до ТК-21 ул. Мичурина	L= 70м.п., Ду200мм
Теплострасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/ (Инв. №3030021). Техническое перевооружение участка от ТК-35 до ТК-31	L= 359м.п., Ду500мм
Теплосеть пос Северный /квартальные/ (инв.№3030122). Техническое перевооружение участка от ТК-23 до ТК-10 ул. Мичурина	L=335м., Ду200мм; L=199м., Ду150мм; L=311м., Ду100мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные теплосети кварталов 177-182,188,192 (инв. №ИЭ3030595). Техническое перевооружение участка от ТК-186 до ТК-53 по ул. Энгельса	L= 361м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение участка от ТК-А по ул. Социалистическая до ТК-214 по Ленинградскому пр.	L= 100м.п., Ду400мм
Техническое перевооружение перемычки в т.С от тепломагистрали №3 от ТЭЦ-10	L= 30м.п., Ду500мм
Теплосеть по Ангарскому проспекту (инв.№ ИЭ3030344). Техническое перевооружение перемычки в УТ-6 на Ангарском проспекте	L= 10м.п., Ду500мм
Теплосеть по Ангарскому проспекту (инв.№ ИЭ3030344). Монтаж секционирующей арматуры в УТ-13 на Ангарском проспекте	Ду700мм
Реконструкция теплотрассы №4 по ул.Декабристов от ТК-1 на Ангарском проспекте до ТК-1 на ул.Социалистической (переход через улицу Космонавтов)	L= 80м.п., Ду500мм
Техническое перевооружение трубопроводов участка распределительной тепловой сети п. Юго-Восточный от ж.д. №1 до ТП-1, от ТК-1 до ТК-2	L= 30м.п., Ду500мм
Регистрация ОПО	
Северный, Байкальск ТЭО	
Северный, Байкальск ЦТП+трасса	

В соответствии с п. 10. ФЗ от 07.12.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

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

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

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия источников тепловой энергии, принципиально может быть осуществлена двумя способами:

устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС;

установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме (реконструкция существующих ИТП).

В зоне действия источников тепловой энергии АГО находится 6500 тепловых вводов, для которых следует оборудовать индивидуальные тепловые пункты.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей, обеспечивающихся горячей водой от этих вводов предлагается организация закрытой схемы ГВС с установкой теплообменников на ГВС.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществлять с 2018 по 2021 годы.

Анализ предложений по строительству новых источников тепловой энергии

Строительство новых ТЭЦ не предусматривается. В случае возникновения дефицита тепловой мощности на станции ПАО «Иркутскэнего» станция ТЭЦ-9 будет расмотренна возможностьпроизводства тепловой энергии на теплоэлектростанции ТЭЦ-10.

5.6. Оценка финансовых потребностей для мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой мощности и тепловых сетей.

Инвестиционные затраты по запланированным мероприятиям представлены в таблице 155.

Таблица 155

Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий Схемы теплоснабжения на территории АГО

Мероприятие	Год	Стоимость 2016, тыс.руб., без НДС	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого за весь рассматриваемый период в текущих ценах, тыс.руб., без НДС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии																		122724,93
Модернизация мазутной котельной в с. Савватеевка с установкой резервных угольных котлов в здании водоподготовки*	2022-2023	84364,4						88028,65	34696,28									122724,93
Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности																		2944886,31
Строительство тепловой сети от ТЭЦ-10 к п.М. Елань (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм	2025-2028	1761712,22									683248,47	717410,89	753281,44	790945,51				2944886,31
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей точечной застройки (тех. Условия)																		466476,40
Тепломагистраль № 1	2017-2019	12068,97	6145,10		7113,12													13258,22
Тепломагистраль № 2	2017-2019	83601,99	57867,81	14548,46	17457,93													89874,2
Тепломагистраль № 3	2017-2019	32003,48	12017,27	221,36	23289,30													35527,93
Тепломагистраль № 4	2017-2019	73609,56	62101,08	4239,28	11169,75	1025,12												78535,23
Тепломагистраль № 5	2017-2019	17056,66	12330,04	5840,12														18170,16
Тепломагистраль № 6	2017-2019	208655,15	89437,52	35726,86	53477,51	52468,77												231110,66
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу																		1669347,88
Тепломагистраль № 1	2025	13778,74									21375,35							21375,35
Тепломагистраль № 2	2031	52998,55															110180,20	110180,2
Тепломагистраль № 3	2031	45372,40															94325,95	94325,95
Тепломагистраль № 4	2024-2030	155 975,87								51 196,34	49 861,88	49 710,93	40 213,22	20 339,58	34 864,76	26 881,32		273 068,03
Тепломагистраль № 5	2025-2031	52304,18									4390,77						102852,60	107243,37
Тепломагистраль № 6	2025-2031	550484,94									236940,28				6647,00		819567,70	1063154,98
Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения																		1719970,17
Установка насосного оборудования для транспорта обратной сетевой воды по ТМ № 1 на ТЭЦ-9	2018	33935,00		37337,00														37337,00
Строительство двух паропроводов Ду 400 протяженностью 4590 м	2018	822911,00		908958,00														908958,00
Строительство паропровода Ду 350 протяженностью 4655 м	2019	394948,00			458058,00													458058,00
Строительство конденсатопровода Ду 300 протяженностью 2604 м	2020	117290,00				144194,00												144194,00
Паропровод от Котельной № 1 до хлебозавода АО «Каравай»	2023-2024	8500,67						801,00	2 936,00	9 297,00								13034,00
Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по ул. Детсадовская, Песчаная, Трактовая, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	2026	19736,92									32149,37							32149,37
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	2027	25595,18										43776,45						43776,45
Реконструкция уч. от ТК 7Б до ТК-11 по ул.Нагорная	2027	48214,61										82463,35						82463,35
Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения																		1254007,27
Участок теплотрассы № 2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № ИЭ303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК44 до ТК2-2а ул. Чайковского	2029-2031	26104,00												4316,00	19251,00	31715,00		55281,00
Теплосеть по ул.Советской Инв.№3030036. ТМ № 2 от ТЭЦ-9 ул.Советская от ТК-14а до ТК-16а. Техническое перевооружение	2023-2024	6660,53							979,17	8812,50								9791,67
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12а /от ТК-43 до ТК-1а». (Участок тепловой сети в 12а мкр от ТК-46 до ТК-17)	2018	17569,44		19292,00														19292,00
Теплотрасса № 3 от ТЭЦ-9. Реконструкция ул.Блудова от ул. Желябова. ул.Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул 50 лет ВЛКСМ от от 39 до ТК-44, ул Желябова отТК-44 до ТК-45	2018-2019	120351,07		65741,00	69176,00													134917,00
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова.	2018	15134,20		16618,00														16618,00
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл.86 (переход через ул.Ворошилова)	2018	1605,92		1763,37														1763,37
Теплосеть от ТК-23 ул.Чайковского до дома № 3 квл 92 (переход через ул.Чайковского)	2018	8209,15		9014,00														9014,00
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/ Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение ТМ № 2 забора ТЭЦ-1 до узла 5Г	2024-2027	106 344,21								18 583,00	64 041,00	48 634,00	48 556,00					179814,00
Теплотрасса квартал 93 Инв.№3030101. Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 квл 93. Техническое перевооружение	2021	8373,54					10687,00											10687,00
Теплосеть по ул. Горького / от ТК4 до АБК СМУ-5.от ТК-А по ул. Горького до ст.СМУ-1. Инв. № ИЭ3030034. Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	2024-2029	52 351,36								5 369,00	25 090,00		53 081,00	12 109,00				95649,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81 (инв. № 3010039)	2017	18878,79	19831,00															19831,00
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12-а / от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17	2017	11980,72	12585,00															12585,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711.33 пог.м, воздушной прокладки на опорах 11994,17 пог.м - Тепломагистраль № 2 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-23Б пр. Ленинградский	2017	15610,63	16398,00															16398,00
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул.Чайковского магистральной теплосети № 2 от ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы № 2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	2017	2396,14	2517,00															2517,00
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ тепловым сетям г.Ангарска	2017	6225,97	6540,00															6540,00
Магистральная теплотрасса № 2 ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК11а на ул. 40 лет Октября» (Участок от Н-3 до Н-6)	2017	11995,00	12600,00															12600,00
Теплосеть по ул Чайковского /от ТК-10 ул К-М до ТК-43 ул. Чайковского. Инв. № ИЭ303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского	2020-2024	55767,00				4204,00		24982,00	19759,00	32782,00								81727,00
Участок теплотрассы № 3 от теплокамеры 27 на ул.Коминтерна до дома № 11, мкр 6. Инв. № ИЭ3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жилого дома № 2 мкр 6	2021-2023	13691,46					3 209,17	500,00	15 983,00									19692,17
Теплосеть по пер. Строительный. Инв. № ИЭ3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул.Ярополова	2021-2024	12 044,66					1945,83	200,00	6006,67	9843,00								17995,50
ТеплотрассаА 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217.	2022-2024	18 940,23						3283,00	11 681,00	13 632,00								28596,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикваральные тсети квл 189, Б, 207-210 221, 222, 225а. Инв. № ИЭ3030576. Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная	2024-2027	36 150,41								4 875,00		33 562,00	24 229,00					62666,00
Тепломагистраль № 1 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-5 Ленинградского проспекта. Инв. № ИЭ3030602. Техническое перевооружение участка по ул. Бульварная от ТК-2а до ТК-5	2024-2027	92 080,65								12 593,00	44 550,00		43 576,00	28 705,00	34 276,00			163700,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК /от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы	2030-2032	14813,86														4 864,89	27 038,32	31903,22
Участок теплотрассы № 5 от УТ-1 на пр. Ангарский до УТ-8 на ул. Декабристов. Инв. № ИЭ3030166. Участок от УТ-2 до УТ-3 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	2031-2032	2200,57															4 773,85	4 773,85
Автоматическая система диспетчерского управления АСДУ НПС-6. Инв. № ИЭТ093041257. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2024-2025	2 694,59								2 484,00	1 809,00							4293,00
Здание насосно-перекачивающей станции №1Б /ул.Кирова 55/ Инв. № ИЭ3010023. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Информационноизмерительная подсистема диспетчерского управления НПС-5А. Инв. № ИЭ3010026. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Здание насосно-перекачивающей станции № 2 (около молокозавода). Инв. № ИЭ3010002. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Смесительная подкачивающая насосная станция СПНС-1. Инв. № ИЭ3010040. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Здание насосно-перекачивающей станции № 3 (ул Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Здание ЦТП г.Ангарск мкр Китой, ул.Гагарина, строение 2А. Инв. № ИЭ3010036. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. Карла Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание бойлерной (электрокотельная). Инв. № ИЭ9110028. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул.Некрасова, строение 81 Инв. № ИЭ3010039. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2029-2030	2 860,22													2 270,98	3 540,69		5811,67
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/. Инв. № ИЭ3030021. Модернизация. Монтаж канала передачи данных НПС-7 с интеграцией в существующую АСДУ УТС.	2029-2030	2 860,22													2 270,98	3 540,69		5811,67
Здание насосно-перекачивающей станции № 3 (ул Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Обеспечение бесперебойного электроснабжения НПС-3, включающей в себя АРМ диспетчера участка тепловых сетей и БАГВ	2023-2024	10 068,20							3000,00	12572,00								15572,00
Информационно-измерительная подсистема ДУ т/сетями г.Ангарска. Инв. № ИЭ3045030. Модернизация АРМ диспетчеров 1,2,3 и серверов 1,2 АСДК.	2023	606,55							900,00									900,00
Пожарная сигнализация объектов АТС. Инв. № ИЭ3042613. Техническое перевооружение с заменой пожарных датчиков, монтажом автоматической системы оповещения о пожаре на НПС УТС	2024-2027	17 541,52								2 523,00 2 999,00 10 937,00 13 887,00								30346,00
Здание эксплуатационно-производственного корпуса (корпус № 2) ул. Мира. Инв. № ИЭ3010020. Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение периметральной системы видеорегистрации, архивирования данных	2024-2028	8 938,67								6 123,00			9 461,00					15584,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК /от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	2027-2028	23 163,46										3 061,00	40 449,00					43510,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные т/сети квл А,192,205,206,211,212,219, 220. Инв. № ИЭ3030565. Техническое перевооружение. Участок на Ленинградском проспекте от ТК-309 до ТК-246	2030-2031	20823,62														3 839,67	41 150,16	44989,83
Модернизация тепловой сети по ул. Полевая, ул. Токарева, ул. Мичурина в с. Савватеевка	2023	28975,32							28975,32									28975,32
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки																		2278458,12
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. №ИЭ3030125). Учсток от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 380 до ТРП-1	2022-2024	448 559,40						1 5344,00		373 251,00								388595,00
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. №ИЭ3030125). Участок от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 287 до павильона 380	2024-2029	265120,40								17 187,38 24 966,41 71 953,20 134 361,47 105 368,64 131 005,79								484842,89

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ТМ № 4 от ТЭЦ-9 до П-287	2028-2031	151339,34												20 398,84	71 115,35	109 205,53	112 277,77	312997,49
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от Н.О 470 до ТК 1б (Бульварная)	2029-2031	103845,09													26 928,99	76 393,11	115 642,20	218964,30
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от ТК-1б до ТК-309	2028-2031	35 129,41												34635,00	108893,00	114120,00	119597,00	377245,00
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от П 4/1 до ТК-13а (строительство насосной)	2031-2031	5495,68															11 922,16	11 922,16
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от павильона 3 до павильона 5	2024-2027	56663,08								3 918,08	33 141,66	46 935,76	11 805,28					95800,79
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от точки А до НПС п. Мегет	2023-2026	33111,61							4093,00	15808,00	16567,00	17363,00						53831,00
ТМ № 5 от УТ-8 (ул. Декабристов) до УТ-15 (ул. Декабристов)	2024-2028	191345,42								18 640,73	73 445,37	76 970,75	80 665,35	84 537,29				334259,49
Перевод потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС																		1151772,23
Зона I (Мегет, мкр Юго-Восток ный, Южный массив, Савватеевска	2018	89850,00		98659,15														98659,15
Зона II (юг Ангарского ГО)	2019	286650,00			327865,39													327865,39
Зона III (центральная часть Ангарского ГО)	2020	262350,00				311286,55												311286,55
Зона IV (север Ангарского ГО)	2021	336150,00					413961,14											413961,14
Другие организации																		12246,56
Итого стоимость всех мероприятий (сумма)		7635430,10																11614356,61

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

6.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

6.1.1.Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения.

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

а) малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;

б) социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырех этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

в) промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;

г) инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/кв.мгод, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

6.1.2.Определение условий организации поквартирного отопления.

В соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

Вышеуказанная статья вступила в законную силу с 01 января 2011 года, а перечень запрещенных к использованию индивидуальных квартирных источников тепловой энергии был утвержден в апреле 2012 года (п. 44 Правил подключения к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307):

«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

а) наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;

б) наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;

в) температура теплоносителя – до 95°С;

г) давление теплоносителя – до 1 МПа».

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее – ЖК РФ) такие действия именуются переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по

согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно пункту 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения.

Самовольная реконструкция систем теплопотребления – это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлики, неправильному распределению тепловой энергии, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг.

Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:

а) общей системы теплоснабжения дома;

б) общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;

в) системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;

г) кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.

Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потреблялась, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может дать местная теплоснабжающая организация. Также массовая установка индивидуальных котлов не может быть разрешена там, где диаметр газовых труб рассчитан только на подключение кухонных плит, так как просто не хватит давления газа. Согласно гидравлическим расчетам, котел потребляет газа больше, чем газовая колонка или плита, так как он значительный период времени работает в постоянном режиме, рассчитанном на обогрев квартиры и на подачу горячей воды.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на рассматриваемый период не запланировано. Установленной тепловой мощности существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии достаточно для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

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

Мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок на рассматриваемый период не запланированы.

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

Мероприятия по реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок на рассматриваемый период не запланированы.

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

Мероприятия по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии не запланированы на рассматриваемый период.

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

Перспективные потребители точечной застройки, подключаемые на основании выданных технических условий, расположены в границах существующей зоны действия источников ООО «Байкальская энергетическая компания».

Планируется строительство тепловой сети от станции ТЭЦ-10 к п. М. Елань (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм. Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона станции ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

Планируется подключение перспективных потребителей территорий комплексного освоения, что приведет к увеличению существующей зоны действия источников.

Расчеты между АО «АНХК» и ООО «Байкальская энергетическая компания» производятся по счетчикам ООО «Байкальская энергетическая компания» данные по приборам учета. Графически территории комплексного освоения отражены в электронной модели.

Перспективная зона действия источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии графически представлена в электронной модели.

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

В соответствии с письмом ООО «Байкальская энергетическая компания» от 07.09.2016 № 515-08/8663 планируется вывод из эксплуатации турбоагрегатов станции Участок № 1 ТЭЦ-9, представленных в таблице 156.

Таблица 156

Основные технические характеристики турбоагрегатов, предлагаемых к выводу из эксплуатации

Тип (марка) оборудования	Станционный номер	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
ПТ-21-66/10	1	ТМЗ	1960	21	55
П-19-66/4.5	5	AEG	1952	19	74
Т-22-90	11	ЛМЗ	1955	22	54
Т25-90	12	ЛМЗ	1955	25	54

В результате вывода из эксплуатации указанного оборудования снижение тепловой мощности уч. № 1 ТЭЦ-9 не произойдет, поскольку тепловая мощность выведенных из эксплуатации турбоагрегатов может быть полностью замещена имеющимися на станции редукционно-охладительными установками, что исключает возникновение угрозы прекращения или ограничения теплоснабжения потребителей.

Схемой теплоснабжения запланировано переключение всей тепловой нагрузки со станции Участка № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 до 2020 года. Выработка тепловой энергии в горячей воде уже перенесена со станции Участок № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. В 2020 году станция Участок №1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции.

6.8. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» индивидуальное теплоснабжение предусматривается для следующих типов построек:

а) малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/час/га;

б) социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырех этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

в) промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;

г) инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт□ч/кв.мгод, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

Основными предприятиями, потребляющими тепловую энергию на территории АГО, являются АО «АНХК» и АО «АЭХК».

Согласно Генеральному плану АГО одним из ключевых направлений развития, заложенных в стратегических документах федерального, регионального и местного уровней является сохранение и расширение роли АГО как промышленного центра в химической и нефтехимической отраслях, в первую очередь, за счет расширения возможностей глубины переработки нефти и газа.

Направление обусловлено наличием обустроенной промплощадки на АО «АНХК», квалифицированных кадров и возрастающим спросом на продукты нефтепереработки на территории Восточной Сибири, Дальнего Востока и соседних стран. Один из проектов является создание производства по получению оксидов ниобия и тантала из колумбитовых концентратов с Зашихинского месторождения (Нижнеудинский район) на базе АО «Ангарский электролизный химический комбинат».

Генеральным планом АГО предусмотрено сохранение существующих производственных зон на территории АГО. Перепрофилирование производственных зон не повлияет на потребление тепловой энергии промышленными предприятиями.

6.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа

На перспективу Схемой теплоснабжения запланированы мероприятия по подключению к системе теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания» новых потребителей в соответствии с выданными техническими условиями и перспективных потребителей территорий комплексного освоения. Прирост нагрузок на котельной МУП АГО «Преобразования» связан с прогнозируемым приростом жилого фонда и численности населения на территории муниципального образования.

6.11. Обоснование покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

В перспективе в зоне действия источников теплоснабжения на территории АГО дефицит тепловой мощности не ожидается. Планируется, что резерва тепловой мощности источников будет достаточно для обеспечения всех подключаемых в перспективе потребителей.

6.12. Определение для станций ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.

На территории АГО в эксплуатации находятся три источника комбинированной выработки тепловой энергии – это источники ООО «Байкальская энергетическая компания» станция Участок № 1 ТЭЦ-9, станция ТЭЦ-9 и станция ТЭЦ-10. В перспективе прирост планируется, что все перспективные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от станции ТЭЦ-9.

В соответствии с предоставленной ООО «Байкальская энергетическая компания» информацией, на станции ТЭЦ-9 в перспективе планируется уменьшение отпуска тепловой энергии с коллекторов в результате проведения мероприятий по повышению энергоэффективности системы теплоснабжения. В таблице 157 представлены величины отпуска тепловой энергии с коллекторов станций и отпуска электроэнергии с шин станций на перспективу до 2031 года.

Таблица 157

Отпуски эл/эн с шин станции ТЭЦ и т/э с коллекторов ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2031
Станция ТЭЦ-9								
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	1466,01	1684,332	1639,107	1542,570	1405,215	1255,313	1340,116
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	4135,73	4152,312	4396,672	4567,775	4670,047	5678,244	5678,244
станция Участок № 1 ТЭЦ-9								
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	128,31	109,375	106,546	121,289	61,506	-	-
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	1393,32	1440,303	1460,178	1554,243	1278,549	-	-
Станция ТЭЦ-10								
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	2240,73	1407,57	3735,713	3388,031	2794,254	781,328	763,768
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	482,47	382,13	498,763	426,241	366,973	465,962	430,660

6.13. Определение для станций ТЭЦ перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.

Перспективная загрузка источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии представлена в таблице 158.

Таблица 158

Перспективная загрузка ТЭЦ ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
станция Участок № 1 ТЭЦ-9	%	50,55	18,83	18,83	18,83	18,83	-	-	-	-	-	-	-	-
станция ТЭЦ-9	%	75,47	85,64	86,41	87,05	89,26	94,10	94,11	95,02	95,01	95,05	95,16	95,25	97,49
станция ТЭЦ-10	%	4,54%	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54	4,54

6.14. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Краткие сведения, отражающие потребность источников в топливе на период с 2015 по 2031 год приведены в таблице 159.

На источниках тепловой энергии рекомендуется использовать существующие виды топлива.

Таблица 159

Топливные балансы источников тепловой энергии на территории АГО

станция ТЭЦ-1

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	224,781	201,595	198,663	215,321	146,789	Станция Участок №1 ТЭЦ-9 прекращает выработку электроэнергии в соответствии со Схемой и Программой развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы, утвержденными указом губернатора Иркутской области от 23.07.2015 №179-уг						
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	96,467	92,219	92,117	94,032	84,992							
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	128,314	109,375	106,546	121,289	61,797							
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	1393,315	1440,303	1460,178	1554,243	1300,329							
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г у.т./кВт.ч	662,15	786,05	759,32	712,70	753,92							
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	84,964	85,974	80,902	86,443	46,59							
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг у.т./Гкал	168,41	168,799	167,316	166,833	188,671							
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	234,645	243,121	244,311	259,299	245,335							
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	319,609	329,095	325,213	345,742	291,925							
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	474,046	493,523	480,619	534,234	446,679							
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	0,190	0,124	0,120	0,144	0,153							

станция ТЭЦ-9

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	1771,462	2017,391	1985,742	1881,954	1753,619	1790,023	2021,001	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	305,453	333,059	346,636	339,383	348,404	393,370	401,703	402,064	392,135	392,135	392,135	392,135
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	1466,009	1684,332	1639,107	1542,571	1405,215	1396,653	1619,298	1588,751	1598,680	1598,680	1598,680	1598,680
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	4135,730	4152,312	4396,672	4567,775	4670,047	6157,824	5768,992	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	311,26	326,40	339,54	330,23	337,15	338,04	345,19	346,03	349,48	349,48	349,48	349,48
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	456,314	549,762	556,537	509,405	473,775	472,128	558,964	549,759	558,714	558,714	558,714	558,714
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	140,43	143,30	146,24	144,01	148,17	151,74	153,91	152,60	152,60	152,60	152,60	152,60
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	580,786	595,041	642,962	657,796	691,942	934,399	887,900	903,536	866,481	866,481	866,481	866,481
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	1037,100	1144,803	1199,499	1167,201	1165,717	1406,527	1446,864	1453,295	1425,196	1425,196	1425,196	1425,196
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1678,186	1848,463	1920,62	1866,483	1821,387	2326,22805	2439,673	2408,264	2361,653289	2361,653289	2361,653289	2361,653289
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,140	1,012	1,108	1,246	1,069	1,153	1,414	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154

станция ТЭЦ-10

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	2487,375	3103,994	4134,777	3756,798	3126,302	2991,474	4581,094	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	246,650	300,415	399,064	368,768	332,048	321,313	407,528	441,429	444,158	444,158	444,158	444,158
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	2240,725	2803,579	3735,713	3388,031	2794,254	2670,162	4173,565	4036,830	4034,101	4034,101	4034,101	4034,101
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	482,466	472,883	498,763	426,241	366,973	334,704	441,515	375,973	430,660	430,660	430,660	430,660
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г у.т./кВт.ч	382,18	385,51	386,23	392,12	407,14	415,17	394,06	398,41	397,73	397,73	397,73	397,73
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	856,351	1080,821	1442,846	1328,521	1137,656	1108,583	1644,626	1608,330	1604,497	1604,497	1604,497	1604,497
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг у.т./Гкал	158,02	157,94	156,79	159,12	167,81	174,90	159,68	166,55	166,55	166,55	166,55	166,55
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	76,238	74,688	78,199	67,824	61,582	58,539	70,499	63,124	71,728	71,728	71,728	71,728
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	932,589	1155,509	1521,045	1396,345	1199,238	1167,122	1715,125	1671,454	1676,225	1676,225	1676,225	1676,225
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1547,504	1912,592	2517,5	2238,587	1914,8	1884,997	2917,264	2769,61	2777,536	2777,536	2777,536	2777,5356
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,781	1,557	1,629	1,322	1,824	1,719	2,027	2,073	2,073	2,073	2,073	2,073

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

7.1. 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

Для определения возможности подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) к источникам тепловой мощности используется понятие «радиус эффективного теплоснабжения». Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

Для систем теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания» в соответствии с п. 6 Требований к схемам теплоснабжения постановления Правительства № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схеме теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», радиус эффективного теплоснабжения определяется по методике приведенной в приложении № 40 Приказа № 212 от 05.03.2019 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Радиус эффективного теплоснабжения для системы ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка) был определен в соответствии с электронной моделью равным 850 м. Для систем централизованного теплоснабжения МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск), МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) подключение новых потребителей нецелесообразно в связи с относительно малой мощностью источников тепловой энергии и сравнительно малой протяженности тепловых сетей.

В разработанной Схеме теплоснабжения запланированы мероприятия по строительству новых сетей, связанных с развитием систем теплоснабжения на территории городского округа.

Помимо строительства новых тепловых сетей предлагаются также мероприятия по перекладке тепловых сетей, связанные с недостаточной пропускной способностью отдельных участков тепловой сети.

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

Планируется строительство тепловой сети от станции ТЭЦ-10 к п. М. Елань (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм. Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона станции ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

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

Для подключения перспективных потребителей точечной застройки и территорий комплексного освоения на перспективу до 2031 года Схемой теплоснабжения запланированы мероприятия по строительству новых тепловых сетей, представленные в таблицах 160 и 161.

Мероприятия рассчитаны на основании моделирования перспективной системы теплоснабжения АГО в информационной системе Zulu.

Таблица 160

Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей точечной застройки (выданные технические условия) на перспективу (система ООО «Байкальская энергетическая компания»)

№	Организация	Описание объекта	Мероприятие	Отопленbt, Гкал/час	ГВС, Гкал/час	Вентиляцbz, Гкал/час	Общая, Гкал/ час	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	МКУ «СМХ»	Детская школа искусств на 150 мест, Иркутская область Ангарский городской округ, п. Мегет, пер. Школьный, участок 20	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:010108:39	0,371	0,033	0,421	0,825	500	125	125
2	ООО «Домстрой»	12-ти этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 93, с северо-западной стороны от пересечения ул. Карла Маркса и ул. 40 лет Октября	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040107:5259	0,162	0,178	0	0,34	14	80	80
3	ООО «Марлин»	Крытый фитнес клуб с выделенными спортивными зонами (бассейны) Иркутская область, г. Ангарск, мкр 31	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040702:11	0,31	0,82	0,26	1,39	40	100	100
4	ООО «Специализированный застройщик «Домстрой»	Многоквартирные жилые дома, Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, участок 1	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:137	0,264	0,147	0	0,411	850	80	80
5	Сарсенбаева Светлана Павловна	Нежилые здания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 215, стр. 5, 7	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:33 38:26:040302:71	0,25765	0,004968	0	0,262618	25	50	50
6	Гаранина Анастасия Рамильевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, пер.Пожарный, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:800	0,006	0,007	0	0,013	150	50	50
7	МУП АГО «Ангарский Водоканал»	Производственное здание цеха эксплуатации сетей водоснабжения (реконструкция), Иркутская область, г. Ангарск, квл 79, стр. 2/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040103:795	0,0605	0,0204	0,0579	0,1388	50	5	5
8	Селезнев Константин Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, дом 62	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:307	0,02	0,0048	0	0,0248	40	32	32
9	Бочкова Татьяна Анатольевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:203	0,0052	0	0	0,0052	20	32	32
10	Кунц Владимир Михайлович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, смежно с северо-западной стороны с участком по ул. Огарева, дом 19	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:634	0,0072	0,0036	0	0,0108	10	32	32
11	ООО «Специализированный застройщик «Современник»	Группа жилых зданий секционного типа со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями. 2 этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040403:10260	0,334	0,508	0	0,842	150	100	100
12	Израйлева Марина Мунаваровна	Здание похоронного бюро, Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, участок 51	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:545	0,0722	0,03528	0,0488	0,15628	150	50	50
13	Темит Евгений Андреевич, ООО «Специализированный застройщик «Новый дом»	9 этажный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, квл 192	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040502:266	0,48969	0,2298	0,2298	0,94929	100	100	100
14	ООО «Орион»	Группа жилых домов, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 6а, участок 30	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040201:7161	0,0762	0,0588	0	0,135	100	50	50
15	УАиГ администрации АГО	ЗАГС, Иркутская область, г. Ангарск, на пересечении ул. Зурабова и ул. Троицкой	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:6968	0,3	0	0	0,3	30	50	50
16	ООО «Специализированный застройщик «Алые паруса»	Группа жилых зданий со встроенно-пристроенными нежилыми помещениями и подземной автостоянкой. I этап строительства, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, в 40 метрах западнее пересечение ул. Космонавтов и ул. Алешина	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040701:57	0,794	0,657	0,083	1,534	80	100	100
17	Рябцовская Лариса Григорьевна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:199	0,012	0,0048	0	0,0168	9	32	32
18	МБУ ДО «Спортивная школа олимпийского резерва «Ангара»	Физкультурно-оздоровительный комплекс Иркутская область, г. Ангарск, квартал 71, в 414 метрах северо-западнее пересечения ул. Горького и ул. Ворошилова	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:2514	0,24	0,09	0,214	0,544	3	80	80
19	Мосин Владимир Александрович	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое Кольцо, участок 72	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:310	0,00969	0	0	0,00969	10	32	32
20	ГУФСИН России по Иркутской области	Многоквартирный 9 этажный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, квл 250, в 146 метрах к юго-востоку от жилого дома № 16 квл 219	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040302:140	0,420636	0,54672	0	0,967356	350	80	80
21	Рудин Александр Евгеньевич	Магазин Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старица, ул. Новоселовская, участок 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2855	0,027	0	0	0,027	85	32	32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	Шец Татьяна Ивановна	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Цеховая, дом 14	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:17	0,027339	0,001992	0	0,029331	115	32	32
23	Седин Вячеслав Николаевич	Магазин с закусочной Иркутская область, г. Ангарск, мкр Китой, ул. Советская, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040901:7037	0,047	0	0	0,047	70	32	32
24	МКУ «СМХ»	Ощеобразовательная школа на 725 мест Иркутская область, г. Ангарск, мкр 32, участок № 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040703:4105	0,864	0,438	1,04	2,342	130	150	150
25	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Рейн Форест»	Завершение строительства объектов незавершенного строительства Иркутская область, г.Ангарск, мкр 32, в 12 метрах северо-западнее жилого дома 8	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:119	0,2214	0,2154	0	0,4368	30	80	80
26	Шевченко Мелитина Цзиминовна	Жилой дом, совмещенный с рестораном «Фо-Дзинь», Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Северный, ул. Трудовых резервов, дом 32	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:92	0,01848	0	0	0,01848	80	32	32
27	ООО «Автосалон»	Общественно деловое здание с гаражом Иркутская область, г. Ангарск, мкр 22, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040403:117	0,0283	0,0016	0	0,0299	30	32	32
28	Апарин Александр Валерьевич	Гаражи для хранения легкового транспорта Иркутская область, г. Ангарск, квл 251, в 58 метрах на северо-запад от территории ГСМ-500	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:532	0,5308	0	0	0,5308	60	80	80
29	Боровков Олег Анатольевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр Старо Байкальск, пер. Охотский, участок 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:52	0,02767	0,00054	0	0,02821	60	32	32
30	Федоткина Наталья Геннадьевна	Административное (нежилое) здание с объектами СКБ (магазин): Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, дом 4	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040303:642	0,107	0,018	0,101	0,226	90	50	50
31	Казьмин Сергей Алексеевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, город Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, ул. Лобачевского, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4116	0,0084	0	0	0,0084	60	32	32
32	Тодоров Илья Васильевич	Индивидуальный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр. Старо-Байкальск, пер. Муромский, дом 6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040203:4110	0,0133	0	0	0,0133	60	32	32
33	ООО «Орфей»	Кафе «Аллея Любви», Иркутская область, г. Ангарск, квл 71, участок 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040801:79	0,03	0	0	0,03	130	32	32
34	ООО «Комильфо».	Кафе «Феникс», Иркутская область, г. Ангарск, мкр 7, строение 8а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040804:4	0,037	0	0	0,037	160	50	50
35	Индивидуальный предприниматель Турлаев Алексей Викторович	Гаражи, Иркутская область, г. Ангарск, в районе автокооперативов «Южный» и «Сигнал»	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:11	0,1378	0	0	0,1378	180	40	40
36	УАиГ администрации АГО	Многоквартирный жилой дом Иркутская область, г. Ангарск, мкр 32, участок 25	Строительство тепловой сети до объекта на земельном участке 38:26:040703:4958	0,11	0	0	0,11	30	40	40
37	Добрынин Сергей Иванович	Магазин-кафе «Бриз» Иркутская область, г. Ангарск, мкр 17, дом 25	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040404:159	0,0067	0	0	0,0067	30	32	32
38	ГСК «Лесник»	Гаражи ГСК «Лесник», Иркутская область, г. Ангарск	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040302:186	0,2481	0	0	0,2481	10	50	50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
39	Суковых Виктория Геннадьевна	Иркутская область, г.Ангарск, мкр Юго-Восточный, квл 10, дом 9	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041406:0024	0,0494	0,00492	0	0,05432	20	32	32
40	ООО «ССР»	Здание материального склада Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Связи, строение 1а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041002:35	0,0351	0	0	0,0351	120	32	32
41	Кузнецов Вячеслав Степанович	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Пархоменко, дом 11	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:197	0,0114	0,00117	0	0,01257	10	32	32
42	Суркова Юлия Викторовна	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 12.	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:216	0,0103	0	0	0,0103	7	32	32
43	Сергеев Александр Валерьевич	Жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Соликамская, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:446	0,00918	0	0	0,00918	15	32	32
44	Печура Дмитрий Гавриилович	Здание кузнечно-столярного цеха, Иркутская область, г.Ангарск, мкр.Байкальск, ул.Б.Хмельницкого, 36/2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040202:0005	0,017	0	0	0,017	5	32	32
45	Шунова Мария Романовна	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Северный, ул. Соликамская, дом 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040902:442	0,028216	0,002308	0	0,030524	7	32	32
46	Смольников Александр Владимирович	Индивидуальный жилой дом, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. Кооперативный, дом 2	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040201:0014	0,0147	0	0	0,0147	25	32	32
47	Каранин Алексей Иванович	АЗС, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 14, строение 8	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:78	0,0161	0	0	0,0161	100	40	40
48	МКУ «СМХ»	Дополнительный блок МБОУ «СОШ № 39» на 575 учащихся, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 13	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040401:32, 38:26:040401:8778, 38:26:040401:8685	0,979	0,456	0,481	1,916	110	125	125
49	Волкова Наталья Александровна	Производственный цех., Иркутская область, г. Ангарск, квл 1, дом 10	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040101:608	0,0336	0	0	0,0336	30	32	32
50	Воронов Дмитрий Олегович	Автомойка, Иркутская область, г. Ангарск, квл 108	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040106:1396	0,0356	0	0	0,0356	20	32	32
51	УАиГ администрации АГО	Корпус инфекционной больницы на 150 коек, Иркутская область, г. Ангарск, в 35 м к югу от пересечения Ленинградского проспекта и ул. Преображенская	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040301:95, 38:26:040301:1131, 38:26:040301:1132, 38:26:040301:1133	0,511	0,467	1,522	2,5	150	650	650
52	Каранин Алексей Иванович	Нежилое здание с кадастровым номером, Иркутская область, г. Ангарск, квл 254, участок 4в	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:000000:6166	0,161	0	0	0,161	90	50	50
53	Кручек Наталья Валерьевна	2-этажное кирпичное нежилое здание с подвалом, общая площадь 505,3 кв.м, Иркутская область, г. Ангарск, квл 225 а, дом 3	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040503:51	0,023	0	0	0,023	3	32	32
54	Гафыкин Антон Александрович	База ЗЖБИ-2, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, Первый промышленный массив, квл 16, земельный участок 24	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041203:101	3,56	0,119	0,257	3,936	45	150	150
55	Шагдарова Индира Валерьевна	Складское помещение, Иркутская область, г. Ангарск, Первый промышленный массив, квл 6, строени	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:041201:53, 38:26:041201:54	0,7	0	0	0,7	75	80	80

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
56	Черняков Андрей Анатольевич	Многофункциональный комплекс, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, участок 4а	Строительство тепловой сети до границы земельного участка 38:26:040701:2870	0,229	0,0629	0,4	0,6919	13	80	80
57	УАиГ Администрации АГО	Детская поликлиника, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 33, участок 23	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040703:4460	0,6	0	0	0,6	5	80	80
58	УАиГ Администрации АГО	Корпус инфекционной больницы, Иркутская область, г. Ангарск, мкр Майск, ул. Иркутская, участок 54	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040902:2700	0,81	0,26	0,43	1,5	80	125	125
59	АО «Стройкомплекс»	Общественное здание, Иркутская область, г. Ангарск, мкр 34, земельный участок 50	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040701:2879	0,1	0,016	0	0,116	100	50	50
60	ООО «Свит»	Магазин «Южанка» Иркутская область, г. Ангарск, Южный массив, мкр Юго-Восточный, квл 10, строение 5	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:041406:76	0,0196	0,0924	0,0132	0,1252	30	50	50
61	УАиГ Администрации АГО	Объект общественного питания, Иркутская область, г. Ангарск, квл 256-й, ЗУ1-6	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040303:387	0,058	0,11	0	0,168	550	50	50
62	ООО «СЗ «Молодежный»	Здания жилого секционного типа со встроенными нежилыми помещениями Иркутская область, г. Ангарск, мкр 29	Строительство тепловой сети до границы земельного участка, 38:26:040802:47	0,207	0,2254	0	0,4324	60	80	80
ИТОГО				14,920451	5,841798	5,5587	26,320949	5761		

Таблица 161

Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу (система ООО «Байкальская энергетическая компания» 2019-2031 г.г.)

Номер обобщенного потребителя в электронной модели	Кадастровый квл	Тип застройки (жил./общ./дел.)	Подключаемая нагрузка, Гкал/ч				Период подключения	Место подключения (магистральный участок)	Длина	Диаметр подающего, м	Диаметр обратного, м
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма					
1	040702	комплексная застройка (жил., общ., дел.)	8,285	1,212	6,135	15,632	до 2030	ТМ №4	2456,2	0,2 0,15 0,125 0,1 0,08 0,065 0,05	0,2 0,15 0,125 0,1 0,08 0,065 0,05
2	040304	жил., общ.	2,995	0,426	2,062	5,483	2025	ТМ №4	800	0,3	0,3
3	040303	жил., общ.	2,29415	0,326313	1,579478	4,199941	2031	ТМ №5	771.58	0,3	0,3
4	040403	жил.	0,474794	0,038113	0,308204	0,821111	2025	ТМ №5	122.22	0,15	0,15
5	040703	жил.	2,918198	0	2,009123	4,927321	2025	ТМ №4	230.13	0,2	0,2
6	040701	жил.	1,093604	0,087787	0,709893	1,891283	2025	ТМ №4, общ.,дел.-ТМ №6	134.64	0,2	0,2
7	040703	общ.,дел.	0,428747	0,060984	0,295184	0,784915	2031	ТМ №4	100	0,1	0,1
8	040502	Торговый центр	0,4	2,32	0,324	3,044	2025	ТМ №6	108.41	0,15	0,15
9	040302	жил.	3,692687	0,296423	2,39704	6,38615	2025	ТМ №6	40.81	0,3	0,3
10	040601	жил.	0,916184	0,073545	0,594724	1,584453	2025	ТМ №6	200	0,25	0,25
11	041401	жил., общ.	33,06375	2,654125	21,46272	57,1806	2031	ТМ №6	3000	0,5	0,5
12	040803	комплексная застройка (жил., общ., дел.)	8,663612	0,695454	5,623824	14,98289	2031	ТМ №2	826.83	0,3	0,3
13	040203	общ.	2,079267	0,166909	1,349718	3,595894	2031	ТМ 3	707.62	0,3	0,3
14	040701	общ.	0,323934	0,026003	0,210276	0,560213	2025	ТМ 4.	288.63	0,1	0,1
15	040902	жил.	0,737231	0,05918	0,47856	1,27497	2025	ТМ 1	322.52	0,2	0,2
16	040503	жил.	0,092863	0,007454	0,06028	0,160597	2025	ТМ №6	320	0,2	0,2
17	040301	жил., общ.	3,204116	0,257204	2,079893	5,541213	2025	ТМ №6	1741.11	0,3	0,3
18	010105	жил.	0,984789	0,079052	0,639257	1,703098	2025	ТМ 6	334.6	0,2	0,2
ИТОГО			72,647926	8,786546	48,319174	129,7536			6876,2		

7.4. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.

Замена участков тепловой сети, вырабатывавших свой ресурс, напрямую влияет на эффективность функционирования системы теплоснабжения. Ввиду чего мероприятия, представленные в таблице 162, связаны в первую очередь сзаменой трубопроводов.

Администрацией Ангаркого городского округа запланирована реализация мероприятий по замене трубопроводов тепловых сетей. Период реализации 2023-2031 годы.

Мероприятия по строительству или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения представлены в таблице 163.

Таблица 162

Мероприятия по строительству тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения

Наименование организации	Наименование мероприятия	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y, мм	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Период реализации мероприятия (год)
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Байкальская энергетическая компания»	Установка насосного оборудования для транспорта обратной сетевой воды по ТМ № 1 на ТЭЦ-9	600	100	ППМ	Надземная	2018
	Строительство двух паропроводов Ду 400 протяженностью 4590 м	400	4590	ППМ	Надземная	2018
	Строительство паропровода Ду 350 протяженностью 4655 м	350	4655	ППМ	Надземная	2019
	Строительство конденсатопровода Ду 300 протяженностью 2604 м	300	2604	ППМ	Надземная	2020
	Паропровод от Котельной №1 до хлебозавода АО «Каравай»	65	170	Мин.мат	Надземная Подземная	2024
Администрация АГО	Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Северный, ул. Лазо (строительство ЦТП 7 Гкал/час)	200	30	ППМ	Надземная/подземная	2026
	Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Северный, ул. Мичурина (строительство ЦТП 7 Гкал/час)	200	30	ППМ	Надземная/подземная	2026

Таблица 163

Мероприятия по перекладке тепловых сетей на территории АГО

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
Администрация Ангарского городского округа	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т, ул. Северная от ТК-34 ул. Республиканская до ТК-16 ул.Северная	2025	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети . Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Хлебозаводская, сооружение 7т, от ТК-1 ул. Хлебозаводская до ТК-7 ул. Хлебозаводская	2025	100	350	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети . г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т., от ТК-33 до ТК-34 ул. Республиканская, мкр. Северный	2026	100	55	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, пр. Карла Маркса, сооружение 1т	2026	200	44,3	ППМ	Подземная

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Володарского, сооружение 13т, от ТК-20А до ТК−6 ул. Володарского, мкр. Байкальск	2026	150	470	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Володарского, сооружение 13т, от ТК-20А до ТК−6 ул. Володарского, мкр. Байкальск	2026	32	30	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 43т, ул. С.Лазо от ТК-5 (новая между ТК-5 и ТК-6) до жилого дома № 33 ул.Т.Резервов	2026	50	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Старо-Байкальск, ул. Володарского, сооружение 8т, от ТК-2 ул. Володарского до УТ-2 ул. Кулибина	2027	100	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Смоленская, сооружение 19т, ул. Можайская от ТК-39 до пересечения с ул. Северная	2027	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	65	210	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	50	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 до жилого дома № 43 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2028	32	50	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Нахимовская, сооружение 21т, ул. Неверова от ТК-4 до ТК-8	2028	50	92	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Боткина, сооружение 24т, от ТК-7 ул. 40 лет Октября, до ул. Боткина	2028	100	168,01	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-20, ул. Трудовых резервов до жилого дома .№ 3ул. Нахимовская	2029	50	200	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Смоленская, сооружение 19т, ул. Можайская от ТК-39 до пересечения с ул. Профсоюзная	2029	65	100	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Кольцевая, сооружение 3т, от ТК-2б до ТК-2 ул. Писарева	2029	100	60,2	ППМ	Подземная

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Микрорайон Майск, от ТК-19 по ул. Тельмана до ТК-29 по ул. Гастелло, сооружение 1т, участок тепловой сети от ТК-19 до НО в сторону ТК-27	2029	150	167	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 40т, ул. Мичурина от ТК-9 ул. С.Лазо до жилого дома № 16 ул. Мичурина	2030	65	140	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Покрышкина, сооружение 51т, от ТК-1 ул. Мичурина до жилого дома № 33 ул. Покрышкина	2030	50	110	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Г. Ангарск, мкр Майск, от ТК-19 по ул. Тельмана до ТК-29 по ул. Гастелло, сооружение 1т, участок тепловой сети от НО перед ТК-27 до ТК-30	2030	150	167	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Ангарская, сооружение 3т, ул. Ангарская от ТК-8 ул. Мичурина до жилого дома № 2а	2031	50	180	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Песчаное Кольцо, сооружение 6т, от ТК-11а до ТК-1 ул. 40 лет Октября	2031	100	149,5	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от жилого дома № 1 до т.А (этап №1)	2025	100	120	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от т. А до ТП-3 (этап №2)	2026	100	118	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от ТП-3 до т. Б (этап №3)	2027	125	122	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от т. Б до ТП-1 (этап №4)	2028	125	120	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от НО-25 до ТК-1, ТК-2 (теплотрасса на жилой дом № 1), этап № 5	2028	200	200	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, Южный массив, 1852 километр автодороги Новосибирск-Иркутск, сооружение 10/19, мкр Юго-Восточный от ТК-2 до ТП-1 (теплотрасса на жилой дом №1), этап № 6.	2027	200	163	ППМ	Подземная

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	150	187,5	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	100	50	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	80	67	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ г. Ангарск, мкр Новый-4	2027	65	125	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2028	150	158	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2029	125	308	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	100	175	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	50	110	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	40	35	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2030	32	40	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2031	80	165	ППМ	Подземная
	Реконструкция путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская область, Ангарский городской округ, п. Мегет, пер.Школьный, сооружение 1/11	2031	65	130	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-16 до жилого дома № 19 ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2024	57	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, от ТК-10 до ТК-9а ул. Трудовых резервов, мкр Северный	2024	57	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Сергея Лазо, сооружение 49т, ул. С.Лазо от ТК-7 до жилого дома № 18	2024	57	96,5	ППМ	Подземная

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Серова, сооружение 29т, от ТК-8 до жилого дома № 2 ул. Серова, мкр Байкальск	2024	57	95	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Серова, сооружение 29т, от ТК-8 до жилого дома № 2 ул. Серова, мкр Байкальск	2024	38	25	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Гвардейская, сооружение 17т, от ТК-16 ул. Северная до ТК-13 ул. Ключевская	2025	57	141	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	57	117	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	32	11,5	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Северный, ул. Кожедуба, сооружение 6т, от ТК-21 до ТК-23 ул. Кожедуба	2025	32	161,7	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ломоносова, от ТК-4 до ТК-24 ул. Коминтерна, мкрБайкальск	2026	76	260	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ломоносова, от ТК-4 до ТК-24 ул. Коминтерна, мкр Байкальск	2026	38	65	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Северный, ул. Трудовых резервов, сооружение 52т, ул. Т.Резервов от ТК-5 ул. С.Лазо до ТК-20 ул. Нахимовская	2027	89	250	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ворошилова, сооружение 17т, от ТК-2а до жилого дома № 50 ул. Ворошилова	2027	57	105	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Ворошилова, сооружение 17т, От ТК-2а до жилого дома № 50 ул. Ворошилова	2027	38	30	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	89	310	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	57	110	ППМ	Подземная

Наименование организации	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, ул. Макаренко, сооружение 4т, от ТК-2 ул. Макаренко до ТК-6 ул. Володарского, мкр Старо-Байкальск	2028	38	50	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	89	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	76	90	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, пер. 2-й Блочный, сооружение 13т, от ТК-28 до жилого дома № 14 ул. 2-я Блочная, мкр Байкальск	2029	57	75	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Старо-Байкальск, пер Кольский, сооружение 13т, от УТ-2 ул. Кулибина до жилого дома № 6 пер. Кольский, мкр Байкальск	2029	76	120	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, микрорайон Старо-Байкальск, пер. Кольский, сооружение 13т, от УТ-2 ул. Кулибина до жилого дома № 6 пер. Кольский, мкр Байкальск	2029	38	40	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	89	130	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр. Байкальск	2030	76	70	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, микрорайон Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	57	135	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. Иркутская обл., г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Садовое кольцо, сооружение 25т, от ТК-33 до ТК – 12б ул. Садовое Кольцо, мкр Байкальск	2030	38	60	ППМ	Подземная
	Ремонт тепловой сети путем замены физически изношенных и восстановление трубопроводов и строительных конструкций тепловой сети. г. Ангарск, мкр Байкальск, ул. Новая, сооружение 6т, от ТК-2А ул. Новая до жилого дода № 5 ул. Попова, мкр Байкальск	2031	76	115	ППМ	Подземная
ООО «Чистые ключи» (Савватеевка)	Модернизация участка тепловой сети с. Савватеевка	2023	150	488	ППМ	Подземная

7.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Мероприятия для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок представлены в таблице 164 и 165.

Таблица 164

Мероприятия ООО «Байкальская энергетическая компания» для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок

Наименование объекта	Характеристики
Участок теплотрассы № 2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № ИЭ303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК44 до ТК2-2а ул.Чайковского	L=250м., Ду400мм
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12 от ТК-43 до ТК-1а. (Участок тепловой сети в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17)	L=134,2м., Ду400мм
Теплотрасса № 3 от ТЭЦ-9. Реконструкция ул. Блудова от ул. Желябова. ул. Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул.50 лет ВЛКСМ от от 39 до ТК-44, ул Желябова от ТК-44 до ТК-45	L=530м., Ду300мм; L=590м., Ду200мм
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова	L=10,6м., Ду100мм L=129,3м., Ду80мм L=105,7м., Ду50мм L=46,6м., Ду40мм
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл 86 (переход через ул. Ворошилова)	L=47,7м., Ду200мм
Теплосеть от ТК-23 ул. Чайковского до дома № 3 квл 92 (переход через ул.Чайковскогого)	L=56м., Ду200мм
Теплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2 Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение ТМ № 2 забора ТЭЦ-1 до узла 5Г	L=625м., Ду600мм
Теплосеть квл 93 Инв.№ 3030101. Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 квл 93. Техническое перевооружение	L=77м., Ду200мм
Теплосеть по ул. Горького от ТК4 до здания АБК СМУ-5 от ТК-А по ул. Горького до строения СМУ-1. Инв. № ИЭ3030034. Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	L=211м., Ду250мм; L=19м., Ду200мм; L=197м., Ду100мм;
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81 (Инв. № 3010039)	
Теплосеть к ж.д. 2 в мкр 12а от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка тепловой в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17	L=160м.п., Ду400мм; L=130м.п., Ду400мм
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 м.п., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711,33 м.п, воздушной прокладки на опорах 11994,17 м.п.- Тепломагистраль № 2 станции ТЭЦ-10. Участок от станции ТЭЦ-10 до ТК-23Б Ленинградского проспекта	L= 120м.п., Ду600мм
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул. Чайковского магистральной теплосети № 2 от станции ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы № 2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	L= 40м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ т/сетям г. Ангарска	АСДУ по 3 насосным.
Магистральная теплотрасса № 2 станции ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК-11а на ул. 40 лет Октября (участок от Н-3 до Н-6)	L = 1200м.п., Ду200мм; L = 590м.п., Ду40-100мм;
Теплосеть по ул Чайковского от ТК-10 ул К.Маркса до ТК-43 ул Чайковского. Инв. № 303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского	L= 370м.п., Ду500мм
Участок теплотрассы №3 от ТК 27 на ул.Коминтерна до дома №11, мкр 6. Инв. № ИЭ3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жилого дома № 2 мкр 6	L= 63м.п., Ду200мм
Теплосеть по пер. Сстроительный. Инв. № ИЭ3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул.Ярополова	L= 79,5м.п., Ду250мм
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217.	L= 22 м.п., Ду600мм; L= 210 м.п., Ду100мм; L= 39 м.п., Ду80мм; L= 241 м.п., Ду57мм;
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные теплосети квл 189, Б, 207/210, 221, 222, 225а. Инв. № ИЭ3030576. Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная	L= 341м.п., Ду200мм
Тепломагистраль № 1 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-5 Ленинградского проспекта. Инв. № ИЭ3030602. Техническое перевооружение участка по ул. Бульварная от ТК-2а до ТК-5	L= 740м.п., Ду400мм
Теплосеть РМЗ-МАЙСК от ТК 31 до ТК 115 Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы	L= 267м.п., Ду450мм
Участок теплотрассы № 5 от УТ-1 на Ангарском просп. до УТ-8 на ул. Декабристов. Инв. № ИЭ3030166. Участок от УТ-2 до УТ-3 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	L= 148м.п., Ду700мм
Автоматическая система диспетчерского управления АСДУ НПС-6. Инв. № ИЭТ09_3041257. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №1Б ул.Кирова 55 Инв. № ИЭ3010023. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Информационноизмерит.подсистема диспетчерского управления НПС-5А. Инв. № ИЭ3010026. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №2 (в районе молокозавода). Инв. № ИЭ3010002. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Смесительная подкачивающая насосная станция СПНС-1. Инв. № ИЭ3010040. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание ЦТП г.Ангарск пос.Китой, ул.Гагарина, строение 2А. Инв. № ИЭ3010036. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	

Наименование объекта	Характеристики
Здание сетевой насосно-перекачивающей станции №4 (ул.К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание бойлерной (электрокотельная). Инв. № ИЭ9110028. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Здание насосной подкачивающей станции п.Мегет,ул. Некрасова,строение 81 Инв. № ИЭ3010039. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Модернизация. Монтаж канала передачи данных НПС-7 с интеграцией в существующую АСДУ УТС.	
Теплосеть РМЗ-МАЙСК от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	L= 155м.п., Ду450мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикв. теплосети квл А, 192, 205, 206, 211, 212, 219, 220. Инв. № ИЭ3030565. Техническое перевооружение. Участок на Ленинградском проспекте от ТК-309 до ТК-246	L= 223,5м.п., Ду400мм
Участок теплотрассы № 1 ТЭЦ-1 от ТК 4 до ТК 48 по пр.К.Маркса. Инв. № ИЭ3030010-1. Техническое перевооружение участка от ТК-38б до ТК-7 квл 59	L= 41м.п., Ду125мм
Теплосеть по ул Чапаева. Инв. № ИЭ3030009. Техническое перевооружение участка от ТК-20 ул. Матросова до ТК-21 ул. Мичурина	L= 70м.п., Ду200мм
Текплотрасса 2 от ТЭЦ-1 до НПС-2 Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение участка от ТК-35 до ТК-31	L= 345м.п., Ду500мм
Теплосеть мкр Северный (квартальные теплосети) Инв. № ИЭ3030122. Техническое перевооружение участка от ТК-23 до ТК-10 ул. Мичурина	L=335м., Ду200мм; L=199м., Ду150мм; L=311м., Ду100мм
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные теплосети кварталов 177-182, 188, 192 (Инв. №ИЭ3030595). Техническое перевооружение участка от ТК-186 до ТК-53 по ул. Энгельса	L= 361м.п., Ду300мм
Техническое перевооружение участка от ТК-А по ул. Социалистическая до ТК-214 по пр. Ленинградский.	L= 100м.п., Ду400мм
Техническое перевооружение перемычки в теплосети от тепломагистрали № 3 от ТЭЦ-10	L= 30м.п., Ду500мм
Теплосеть по пр. Ангарскиму (инв.№ ИЭ3030344). Техническое перевооружение перемычки в УТ-6 на Ангарском проспекте	L= 10м.п., Ду500мм
Теплосеть по пр. Ангарскому (инв.№ ИЭ3030344). Монтаж секционирующей арматуры в УТ-13 на Ангарском проспекте	Ду700мм
Реконструкция теплотрассы №4 по ул.Декабристов от ТК-1 на Ангарском проспекте до ТК-1 на ул.Социалистической (переход через ул. Космонавтов)	L= 80м.п., Ду500мм

Таблица 165

Мероприятия ООО «Байкальская энергетическая компания» для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок (продолжение)

Наименование объекта	Характеристики
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТК-1 до жилого дома № 1	
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от жилого дома № 1 до т.А (техническое перевооружение)	L трассы =120 м, Ду=100 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от т.А до ТП-3 (техническое перевооружение)	L трассы =118 м, Ду=100 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТП-3 до т.Б (техническое перевооружение)	L трассы =122 м, Ду=125 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от т.Б до ТП-1 (техническое перевооружение)	L трассы =120 м, Ду=125 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТП-1 до ТК-2 (техническое перевооружение)	L трассы =142 м, Ду=200 мм
Замена трубопроводов на трубопроводы с применением ППМ изоляции участка распределительной тепловой сети мкр Юго-Восточный от ТК-2 до ТК-1 (техническое перевооружение)	L канала =150 м, Ду=200 мм

* мероприятия относятся к перечню объектов, утвержденных постановлением администрации АГО от 01.08.2017 № 1345-па и размещенных на официальном сайте АГО в разделе «Комитет по управлению имуществом» http://angarsk-adm.ru/administratsiya/struktura/kumi/kontsessiya/, а также на сайте www.torgi.gov.ru.

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

В ходе моделирования перспективы развития системы теплоснабжения Ангарска (в электронном вычислительном комплексе Zulu) были выявлены участки тепловых сетей с недостаточной пропускной способностью.

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей точечной застройки и территорий комплесного освоения на перспективу до 2031 года Схемой теплоснабжения запланированы мероприятия по реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов, представленые в таблице 166.

Таблица 166

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

Ресурсоснабжающая организация	Наименование мероприятия	Период реализации мероприятия (год)	(существующий) Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	(новый) Условный диаметр трубопроводов на участке Dy, мм	Длина участка L,м	Теплоизоляционный материал
ООО «Байкальская энергетическая компания» (ТЭЦ №9)	Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м., в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. №ИЭ3030125). Участок от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильон 380 до ТРП-1	2022-2024	500	800	1113	Мин.мат
	Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 (инв. № ИЭ3030125). Участок от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильон 287 до павильон 380.	2024-2029	500	800	1118	Мин.мат
	ТМ №4 от ТЭЦ-9 до П-287	2028-2033	600	800	1100	Мин. мат
	ТМ №6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от Н.О 470 до ТК 1б (ул. Бульварная)	2029-2034	500	800	1238	ППМ
	ТМ №6 (ТМ 1 от ТЭЦ №10) от ТК-1б до ТК-309	2028-2031	400	600	1238	ППМ
	ТМ №6 (ТМ 1 от ТЭЦ №10) от П 4/1 до ТК-13а (с строительством насосной)	2031-2035	250	500	595	ППМ
	ТМ №6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от Пав. 3 до Пав. 5	2024-2027	400	500	397	Мин. мат
	ТМ №6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от точки А до НПС пос. Мегет	2023-2026	200	300	1090	Мин. мат
	ТМ №5 от УТ-8 (ул. Декабристов) до УТ-15 (ул. Декабристов)	2024-2028	600	700	946	ППМ

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

Перекладка тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса осуществляется исходя из результатов регулярного технического диагностирования в соответствии с СО-153.34.0-20.673 «Рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии» и на основании результатов визуально измерительного контроля трубопровода.

7.8. Перевод потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС.

7.9. В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству ИТП, направленные на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения.

7.10. В соответствии с п. 10. ФЗ от 07.12.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

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

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

Организация горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия источников тепловой энергии, принципиально может быть осуществлена двумя способами:

устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС;

установка теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме (реконструкция существующих ИТП).

Устройство новых ЦТП для организации закрытой системы ГВС в квлах сложившейся застройки не рассматривается в связи с рядом технических трудностей:

а) выделение земельного участка для нового строительства ЦТП в зоне сложившейся застройки;

б) необходимость инженерного обеспечения нового ЦТП (подвод холодного водоснабжения, канализации, электроснабжения, телекоммуникаций и пр.);

в) необходимость перекладки тепловых сетей после ЦТП и организация четырехтрубной схемы в условиях высокой плотности существующих коммуникаций;

г) реконструкция существующих ИТП потребителей.

В зоне действия источников тепловой энергии АГО находится 6500 тепловых вводов, для которых следует оборудовать индивидуальные тепловые пункты.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей, обеспечивающихся горячей водой от этих вводов предлагается организация закрытой схемы ГВС с установкой теплообменников на ГВС.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществлять с 2018 по 2021 годы.

Удельные затраты на организацию закрытой схемы ГВС потребителей определены исходя из зависимости, приведенной на рисунке 13.

Рисунок 13. Удельные затраты на организацию закрытой ГВС в ИТП потребителей

Затраты на организацию закрытой ГВС в зоне действия источников тепловой энергии рисунок 13.

График перевода потребителей тепловой энергии на закрытую схему присоединения систем ГВС приведены в таблице 167.

Зоны строительства ИТП представлены на рисунках 14 и 15.

Таблица 167

Результаты основных технических решений по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС

Зона строительства ИТП	2018	2019	2020	2021
Зона I (п. Мегет, мкр Юго-восточный, Южный массив, с. Савватеевка)	+			
Зона II (юг АГО)		+		
Зон III (центральная часть АГО)			+	
Зона IV (север АГО)				+

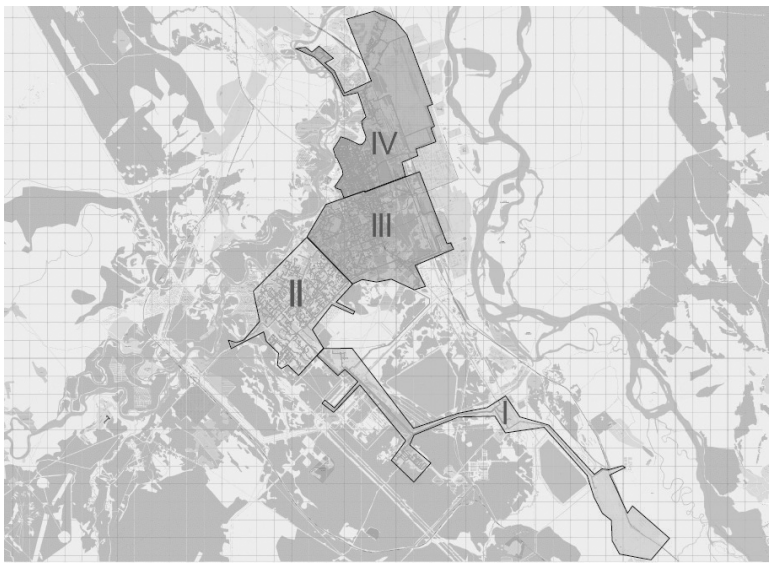

Рисунок 14. Зоны строительства ИТП на территории АГО

Рисунок 15. Зона строительства ИТП на территории с. Савватеевка (продолжение зоны 1)

Капитальные вложения в реализацию мероприятий приведены в таблице 168. Полная сметная стоимость этой группы проектов составит 975 млн. руб в ценах 2016 года. Проекты должны быть реализованы в течение 2018-2021 гг.

Таблица 168

Капитальные вложения в реализацию мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС (в ценах 2016 г. без НДС)

Зона проведения мероприятий по переводу потребителей на закрытую схему присоединения систем	Количество тепловых вводов	Год проведения мероприятий	Капитальные вложения в реализацию мероприятий, тыс. руб. (цены 2016 г., без НДС)
Зона I (п. Мегет, мкр Юго-восточный, Южный массив, с. Савватеевка)	599	2018	89850,00
Зона II (юг АГО)	1911	2019	286650,00
Зона III (центральная часть АГО)	1749	2020	262350,00
Зона IV (север АГО)	2241	2021	336150,00

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

Нормативы технологических потерь, затраты теплоносителя, перспективные балансы производительности ВПУ и максимальное потребление теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в т.ч. в аварийных режимах, балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергией, расчетные производительности ВПУи аварийной подпитки теплосети представлены в таблицах 169-172.

Таблица 169

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах системы теплоснабжения ООО «Байкальская энергетическая компания»

Показатель	Ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2031
Объем системы	куб.м	85211	85211	86459	89447	92297	94345	96027	97707	100611	101747	106025	110301	119315
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	1896	1896	2000	2000	2000	2000	1500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативная утечка	куб.м/ч	217,38	217,38	220,5	227,96	235,08	240,22	244,42	248,62	255,88	258,72	269,42	280,1	302,64
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	2813,38	2813,38	2855,58	2703,88	1880,84	1168,64	944,42	948,62	955,88	958,72	969,42	980,1	1002,64
Аварийная подпитка	куб.м/ч	1739,02	1739,02	1763,96	1823,72	1880,72	1921,7	1955,32	1988,94	2046,98	2069,7	2155,28	2240,82	2421,08

Таблица 170

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МУП АГО «Преобразование»

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82	502,82
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	6,11	6,11	10,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормативная утечка	куб.м/ч	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	42,37	42,37	47,23	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26	36,26
Аварийная подпитка	куб.м/ч	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06	10,06

Таблица 171

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МУП АГО «Преобразование» (Одинск)

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Аварийная подпитка	куб.м/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

Таблица 172

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах котельной МУП АГО «Преобразование» (Зуй)

Параметр	Ед.изм	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Объем системы	куб.м	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Водоразбор на ГВС	куб.м/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Предельный часовой расход на заполнение	куб.м/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Итого подпитка подготовленной водой	куб.м/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Аварийная подпитка	куб.м/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84

9. ПЕРСПЕКТИВЫ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

9.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа представлены в таблицах 173-177.

Таблица 173

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования станции Участок № 1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	84,96	85,974	80,902	86,443	46,386	Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 прекращает выработку электроэнергии в соответствии со Схемой и Программой развития электроэнергетики Иркутской области на 2016 – 2020 годы, утвержденными Указом губернатора Иркутской области от 23.07.2015 № 179-уг						
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	234,65	243,121	244,311	259,299	241,816							
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	319,61	329,095	325,213	345,742	288,202							
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	474,046	493,520	480,624	534,233	440,911							
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	0,19	0,12	0,12	0,14	0,13							

Таблица 174

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования
станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	456,31	549,762	556,537	509,405	473,775	412,635	434,286	434,286	434,286	434,286	434,286	434,286
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	580,78	595,041	642,962	657,796	691,942	833,322	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	1037,09	1144,803	1199,499	1167,201	1165,717	1245,957	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1678,19	1848,463	1920,620	1866,483	1821,387	1946,759	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,14	1,01	1,11	1,25	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Таблица 175

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования станции ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	856,35	545,82	1442,846	1328,521	1137,656	315,818	313,408	313,408	313,408	313,408	313,408	313,408
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	76,24	62,18	78,199	67,657	61,539	77,012	68,868	68,868	68,868	68,868	68,868	68,868
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	932,59	608,00	1521,045	1396,345	1199,238	392,830	382,276	382,276	382,276	382,276	382,276	382,276
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1547,50	1052,84	2517,5	2238,7	1914,8	640,929	623,709	623,709	623,709	623,709	623,709	623,709
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,78	1,47	1,650	1,432	1,875	0,163	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159

Таблица 176

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Годовой расход условного топлива	т у т	2317,38	2444,76	1732	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5	1944,5
Годовой расход натурального топлива	т	2013,61	2124,3	1211	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360

Таблица 177

Расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования электрокотельной МУП АГО «Преобразование» с. Одинск

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	кВт.ч	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750	759750

9.2. Перспективные топливные балансы при наличии в планируемом периоде использования природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии согласовать с программой газификации поселения, городского округа.

Использование природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии не планируется.

9.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии представлен в таблицах 178-180.

Таблица 178

Технико-экономические показатели работы станции Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	224,781	201,595	198,663	215,321	146,789	Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 прекращает выработку электроэнергии в соответствии со Схемой и Программой развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы, утвержденными Указом Губернатора Иркутской области от от 23 .07.2015 №179-уг						
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	96,467	92,219	92,117	94,032	84,992							
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	128,314	109,375	106,546	121,289	61,797							
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	1393,315	1440,303	1460,178	1554,243	1300,329							
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	662,15	786,05	759,32	712,70	753,92							
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	168,41	168,799	167,316	166,833	188,671							

Таблица 179

Технико-экономические показатели работы станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	1771,462	2017,391	1985,742	1881,954	1753,619	1790,023	2021,001	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815	1990,815
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	305,453	333,059	346,636	339,383	348,404	393,370	401,703	402,064	392,135	392,135	392,135	392,135
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	1466,009	1684,332	1639,107	1542,571	1405,215	1396,653	1619,298	1588,751	1598,680	1598,680	1598,680	1598,680
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	4135,730	4152,312	4396,672	4567,775	4670,047	6157,824	5768,992	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	311,26	326,40	339,54	330,23	337,15	338,04	345,19	346,03	349,48	349,48	349,48	349,48
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	140,43	143,30	146,24	144,01	148,17	151,74	153,91	152,60	152,60	152,60	152,60	152,60

Таблица 180

Технико-экономические показатели работы станции ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	2487,375	3103,994	4134,777	3756,798	3126,302	2991,474	4581,094	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259	4478,259
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	246,650	300,415	399,064	368,768	332,048	321,313	407,528	441,429	444,158	444,158	444,158	444,158
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	2240,725	2803,579	3735,713	3388,031	2794,254	2670,162	4173,565	4036,830	4034,101	4034,101	4034,101	4034,101
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	482,466	472,883	498,763	426,241	366,973	334,704	441,515	375,973	430,660	430,660	430,660	430,660
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	382,18	385,51	386,23	392,12	407,14	415,17	394,06	398,41	397,73	397,73	397,73	397,73
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	158,02	157,94	156,79	159,12	167,81	174,90	159,68	166,55	166,55	166,55	166,55	166,55

9.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива на источниках тепловой мощности.

Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива на источниках тепловой мощности производится в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22.08.2013 № 469 «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон».

9.5. Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения.

Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения представлены в таблицах 181 и 182.

Таблица 181

Топливный баланс котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./Гкал	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	174,4	174,7	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	124,7	124,7	464,65	459,55	459,55	459,55	459,55
Годовой расход условного топлива	тут	2317,38	2444,76	2470,62	2497,01	2384,32	1713,4	1713,4	2350,3	2317,7	2317,7	2317,7	2317,7
Годовой расход натурального топлива	т	2013,61	2124,30	2146,76	2169,70	2071,78	1223,1	1223,1	4328,4	4221,6	4221,6	4221,6	4221,6

Таблица 182

Топливный баланс электрокотельной МУП АГО «Преобразование» (Одинск)

Наименование показателя	Ед. измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027-2031
Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Гкал/год	1049	1049	1049	1049	1049	1049	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71
Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	кВт.ч	759750	759750	759750	759750	759750	759750	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852
Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/Гкал	кВт.ч/Гкал	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91

9.6. Итоговые топливные балансы по источникам теплоснабжения.

При расчете перспективных топливных балансов были учтены мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них.

В таблицах 183-187 представлены годовые расходы топлива по источникам на территории АГО.

Таблица 183

Топливный баланс станции Участок №1 ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	224,78	201,595	198,663	215,321	146,435	Станция Участок № 1 ТЭЦ-9 прекращает выработку электроэнергии в соответствии со Схемой и Программой развития электроэнергетики Иркутской области на 2016-2020 годы,						
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	96,47	90,219	92,117	94,032	84,929							
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	128,31	109,375	106,546	121,289	61,506							
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	1393,32	1440,303	1460,178	1554,243	1300,329							
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	662,15	786,05	759,32	712,70	754,17							
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	84,96	85,974	80,902	86,443	46,386							
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	168,41	168,80	167,32	166,83	189,13							

Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	234,65	243,121	244,311	259,299	241,816	утвержденными Указом губернатора Иркутской области от от 23 .07.2015 № 179-уг
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	319,61	329,095	325,213	345,742	288,202	
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	474,046	493,520	480,624	534,233	440,911	
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	0,19	0,12	0,12	0,14	0,13	

Таблица 184

Топливный баланс станции ТЭЦ-9 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	1771,46	2017,391	1985,742	1881,954	1753,619	1603,3	1603,299	1603,299	1603,299	1603,299	1603,299	1603,299
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	305,45	333,273	346,636	339,383	348,404	347,987	263,183	263,183	263,183	263,183	263,183	263,183
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	1466,01	1684,332	1639,107	1542,570	1405,215	1255,313	1340,116	1340,116	1340,116	1340,116	1340,116	1340,116
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	4135,73	4152,312	4396,672	4567,775	4670,047	6157,824	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244	5678,244
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/ кВт.ч	311,26	326,40	339,5	330,2	337,2	328,7	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1	324,1
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	456,31	549,762	556,537	509,405	473,775	412,635	434,286	434,286	434,286	434,286	434,286	434,286
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/ Гкал	140,43	143,30	146,2	144,0	148,2	146,8	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	580,78	595,041	642,962	657,796	691,942	833,322	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81	868,81
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	1037,09	1144,803	1199,499	1167,201	1165,717	1245,957	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096	1303,096
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1678,186	1848,463	1920,620	1866,483	1821,387	1946,759	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036	2036,036
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,140	1,01	1,11	1,25	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Таблица 185

Топливный баланс станции ТЭЦ-10 ООО «Байкальская энергетическая компания»

Наименование показателя	Ед. измерения	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2031
Выработано электроэнергии	млн. кВт.ч	2487,38	1552,122	4134,777	3756,798	3126,302	879,26	863,496	863,496	863,496	863,496	863,496	863,496
Расход эл/эн на собственные нужды ТЭЦ	млн. кВт.ч	246,65	144,548	399,064	368,768	332,048	97,932	99,729	99,729	99,729	99,729	99,729	99,729
Отпуск эл/эн с шин ТЭЦ	млн. кВт.ч	2240,73	1407,574	3735,713	3388,031	2794,254	781,328	763,767	763,767	763,767	763,767	763,767	763,767
Отпуск т/э с коллекторов	тыс. Гкал	482,47	382,131	498,763	426,241	366,973	465,962	430,660	375,973	375,973	375,973	375,973	375,973
УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г/кВт.ч	382,18	387,8	386,2	392,1	407,1	404,2	410,3	410,3	410,3	410,3	410,3	410,3
Годовой расход условного топлива на эл/эн	тыс. тут	856,35	545,822	1442,846	1328,521	1137,656	315,818	313,408	313,408	313,408	313,408	313,408	313,408
УРУТ на отпуск т/э с коллекторов	кг/Гкал	158,02	162,7	156,8	159,1	167,8	165,3	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9
Годовой расход условного топлива на т/э	тыс. тут	76,24	62,177	78,199	67,657	61,539	77,012	68,868	68,868	68,868	68,868	68,868	68,868
Годовой расход условного топлива	тыс. тут	932,59	607,999	1521,045	1396,345	1199,238	392,830	382,276	382,276	382,276	382,276	382,276	382,276
Годовой расход натурального топлива (уголь)	тыс. т	1547,504	1052,84	2517,5	2238,7	1914,8	640,929	623,709	623,709	623,709	623,709	623,709	623,709
Годовой расход натурального топлива (мазут)	тыс. т	1,781	1,47	1,650	1,432	1,875	0,163	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159

Таблица 186

Топливный баланс котельной ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)

Наименование показателя	Ед. измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027-2031
УРУТ на выработку т/э	кг у.т./ Гкал	169,00	169,00	169,00	169,00	169,00	174,4	174,7	252,3	252,3	252,3	252,3	252,3
Удельный расход натурального топлива	кг/ Гкал	146,85	146,85	146,85	146,85	146,85	124,7	124,7	464,65	459,55	459,55	459,55	459,55
Годовой расход условного топлива	тут	2317,38	2444,76	2470,62	2497,01	2384,32	1713,4	1713,4	2350,3	2317,7	2317,7	2317,7	2317,7
Годовой расход натурального топлива	т	2013,61	2124,30	2146,76	2169,70	2071,78	1223,1	1223,1	4328,4	4221,6	4221,6	4221,6	4221,6

Таблица 187

Топливный баланс электрокотельной МУП АГО «Преобразование» с. Одинск

Наименование показателя	Ед. измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024	2025 г.	2026 г.	2027-2031
Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Гкал/ год	1049	1049	1049	1049	1049	1049	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71	867,71
Годовой расход электроэнергии, кВт.ч	кВт.ч	759750	759750	759750	759750	759750	759750	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852	1049852
Удельный расход электроэнергии, кВт.ч/ Гкал	кВт.ч/ Гкал	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	724,26	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91	1209,91

10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

10.1. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности.

Информация по данному разделу включена в сводные таблицы с топливными балансами«Перспективы топливные балансы».

10.2. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Схемой теплоснабжения запланировано строительство тепловой сети от станции ТЭЦ-10 к п. М. Елань (город-спутник Иркутска). Строительство данной тепловой сети позволит обеспечить перераспределение тепловой нагрузки из зоны с избытком тепловой мощности (зона станции ТЭЦ-10) в зону с дефицитом тепловой мощности. Маршрут прохождения тепловой сети представлен в электронной модели схемы теплоснабжения.

Схемой теплоснабжения запланировано переключение всей тепловой нагрузки со станции Участка № 1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 до конца 2020 года. Выработка тепловой энергии в горячей воде уже перенесена со станции Участок №1 ТЭЦ-9 на станцию ТЭЦ-9 в 2016 году. В 2020 году станция Участок № 1 ТЭЦ-9 переводится в режим насосной станции.

Сводные данные о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии представлены в разделе «Перспективные топливные балансы».

10.3. Определение перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии.

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.тс}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$И_{отк.тс} = \frac{n_{отк}}{S} \quad [1/(км*год)],$$

где $n_{отк}$ – количество отказов за предыдущий год; S – протяженность тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк.тс}$) определяется показатель надежности тепловых сетей ($K_{отк.тс}$):

до 0,2 включительно – $K_{отк.тс}$ = 1,0;
от 0,2 до 0,6 включительно – $K_{отк.тс}$ = 0,8;
от 0,6 до 1,2 включительно – $K_{отк.тс}$ = 0,6;
свыше 1,2 – $K_{отк.тс}$ = 0,5.

Данный показатель был рассчитан для всех систем теплоснабжения на территории АГО. Результаты расчета представлены в таблице 188.

Таблица 188

Перспективные значения показателя интенсивности отказов тепловых сетей систем теплоснабжения на территории АГО

Источник тепловой энергии	$K_{отк.тс}$
ООО «Байкальская энергетическая компания»	1,0
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	1,0
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	1,0
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	1,0

Показатель интенсивности отказов теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ($K_{отк.ит}$):

$$И_{отк.ит} = \frac{K_э + K_в + K_т}{3}$$

Показатели надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$), надежности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) и надежности топливоснабжения источников тепловой энергии ($K_т$) приведены в таблице 116.

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк.ит}$) определяется показатель надежности теплового источника ($K_{отк.ит}$):

до 0,2 включительно – $K_{отк.ит}$ = 1,0;
от 0,2 до 0,6 включительно – $K_{отк.ит}$ = 0,8;
от 0,6 – 1.2 включительно – $K_{отк.ит}$ = 0,6.

Результаты расчета данного показателя для систем теплоснабжения Ангарского ГО представлены в таблице 189.

Таблица 189

Перспективные значения показателя интенсивности отказов тепловых источников систем теплоснабжения на территории АГО

Источник тепловой энергии	$K_э$	$K_в$	$K_т$	$K_{отк.ит}$
ООО «Байкальская энергетическая компания»	1,0	1,0	1,0	0,5
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	0,6	н.д.	1,0	0,8
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	0,6	1,0	1,0	0,8
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	0,6	0,6	1,0	0,8

10.4. Определение перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.

Продолжительность прекращения подачи тепловой энергии на источниках АГО соответствует нормативной.

10.5. Определение перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей ($K_б$) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_б$ = 1,0 – полная обеспеченность;
$K_б$ = 0,8 – не обеспечена в размере 10% и менее;
$K_б$ = 0,5 – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_б^{общ} = \frac{Q_i * K_б^{ист.i} + ... + Q_n * K_б^{ист.n}}{Q_i + Q_n}$$

где $K_б^{ист.i}$, $K_б^{ист.n}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии.

10.6. Определение перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Фактический температурный график в тепловых сетях АГО соответствует расчетному.

По результатам оценки надежности теплоснабжения разрабатываются предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.

Перспективные показатели надежности представлены в таблице 190.

Таблица 190

Перспективные показатели надежности систем теплоснабжения на территории АГО

Источник тепловой энергии	$К_э$	$К_в$	$К_т$	$К_б$	$К_с$	$К_{отк тс}$	$К_{отк ит}$	$К_{над}$	Оценка надежности систем теплоснабжения
ООО «Байкальская энергетическая компания»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	0,93	высоконадежная
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка)	0,6	н.д.	1,0	1,0	0,9	1,0	0,8	0,88	надежная
МУП АГО «Преобразование» (с. Одинск)	0,6	1,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,8	0,77	надежная
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй)	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,86	надежная

Мероприятия и предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения, не требуются так как показатели надежности соответствую нормативным.

11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮИ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

11.1. Общие положения.

Раздел «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» разработана в соответствии с требованиями п.48 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В данном разделе отражены следующие вопросы:

выполнена оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей АГО;

приведены предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для развития системы теплоснабжения города;

выполнены расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по развитию системы теплоснабжения АГО;

проведены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий развития системы теплоснабжения АГО.

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

11.2.1. Методика оценки финансовых потребностей.

Перекладка существующих тепловых сетей и строительство новых.

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке и строительству тепловых сетей в АГО, выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-2014 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 506/пр от 28.08.2014.

НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2014 года для базового района (Московская область).

Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

В показателях стоимости учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для строительства тепловых сетей в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Нормативы разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положена проектно-сметная документация по объектам-представителям. Проектно-сметная документация объектов-представителей имеет положительное заключение государственной экспертизы и разработана в соответствии с действующими нормами проектирования.

Приведенные показатели предусматривают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин и механизмов, накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям, расходы на страхование строительных рисков, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, содержание службы заказчика строительства и строительный контроль, резерв средств на непредвиденные расходы.

Стоимость материалов учитывает все расходы (отпускные цены, наценки снабженческо-сбытовых организаций расходы на тару, упаковку и реквизит, транспортные, погрузочно-разгрузочные работы и заготовительно-складские расходы), связанные с доставкой материалов, изделий, конструкций от баз (складов) организаций-подрядчиков или организаций-поставщиков до приобъектного склада строительства.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда.

Затраты на демонтаж существующих сетей рассчитаны в соответствии с рекомендациями СНиП 4.06-91 «Общие положения по применению расценок на монтаж оборудования», утвержденными постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29.12.1990 № 114 и введенными в действие с 01.01.1991. При этом принято, что демонтируемое оборудование направляется в лом, т. е. подготавливается к утилизации.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 2016 г. для АГО использованы «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» для внешних инженерных сетей теплоснабжения на 4 кв. 2016 г. (7,05) и 1 кв. 2012 г. (6,31) в соответствии с письмами Минстроя России от 23.12.2016 № 43941-ХМ/09 и Минрегиона РФ от 04.05.2012 № 10837-ИП/08 соответственно.

Коэффициент перехода от цен базового района (Московской области) к уровню цен Иркутской области для наружных тепловых сетей принят в соответствии с приложением 17 к приказу Министерства регионального развития РФ от 30.12.2011 № 643 и составляет 1,12.

11.2.2. Инвестиционные затраты.

Инвестиционные затраты по запланированным мероприятиям представлены в таблице 191.

Таблица 191

Инвестиционные затраты на реализацию мероприятий Схемы теплоснабжения на территории АГО

Мероприятие	Год	Стоимость 2016, тыс.руб., без НДС	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Итого за весь рассматриваемый период в текущих ценах, тыс.руб., без НДС
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Строительство, реконструкция и техническое перевооружение источников тепловой энергии																		122724,93
Модернизация мазутной котельной в с. Савватеевка с установкой резервных угольных котлов в здании водоподготовки	2022-2023	84364,4						88028,65	34696,28									122724,93
Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности																		2944886,31
Строительство тепловой сети от ТЭЦ-10 к п. М. Елань (город-спутник Иркутска). Протяженность трассы составит 10,9 км в двухтрубном исчислении. Диаметр составит 800 мм	2025-2028	1761712,22									683248,47	717410,89	753281,44	790945,51				2944886,31
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей точечной застройки (тех. Условия)																		466476,40
Тепломагистраль № 1	2017-2019	12068,97	6145,10		7113,12													13258,22
Тепломагистраль № 2	2017-2019	83601,99	57867,81	14548,46	17457,93													89874,2
Тепломагистраль № 3	2017-2019	32003,48	12017,27	221,36	23289,30													35527,93
Тепломагистраль № 4	2017-2019	73609,56	62101,08	4239,28	11169,75	1025,12												78535,23
Тепломагистраль № 5	2017-2019	17056,66	12330,04	5840,12														18170,16
Тепломагистраль № 6	2017-2019	208655,15	89437,52	35726,86	53477,51	52468,77												231110,66
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей территорий комплексного освоения на перспективу																		1669347,88
Тепломагистраль № 1	2025	13778,74									21375,35							21375,35
Тепломагистраль № 2	2031	52998,55															110180,20	110180,2
Тепломагистраль № 3	2031	45372,40															94325,95	94325,95
Тепломагистраль № 4	2024-2030	155 975,87								51 196,34	49 861,88	49 710,93	40 213,22	20 339,58	34 864,76	26 881,32		273 068,03
Тепломагистраль № 5	2025-2031	52304,18									4390,77						102852,60	107243,37
Тепломагистраль № 6	2025-2031	550484,94									236940,28				6647,00		819567,70	1063154,98
Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения																		1719970,17
Установка насосного оборудования для транспорта обратной сетевой воды по ТМ № 1 на ТЭЦ-9	2018	33935,00		37337,00														37337,00
Строительство двух паропроводов Ду 400 протяженностью 4590 м	2018	822911,00		908958,00														908958,00
Строительство паропровода Ду 350 протяженностью 4655 м	2019	394948,00			458058,00													458058,00
Строительство конденсатопровода Ду 300 протяженностью 2604 м	2020	117290,00				144194,00												144194,00
Паропровод от Котельной № 1 до хлебозавода АО «Каравай»	2023-2024	8500,67						801,00	2 936,00	9 297,00								13034,00
Реконструкция тепловых сетей к жилым домам и потребителям по ул. Детсадовская, Песчаная, Трактовая, Байкальская, Нагорная, пер. Школьный в п. Мегет	2026	19736,92										32149,37						32149,37

ОФИЦИАЛЬНЫЕ НОВОСТИ АГО

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-11 по ул. Нагорная до ТК-8	2027	25595,18											43776,45					43776,45
Реконструкция уч. от ТК 7Б до ТК-11 по ул.Нагорная	2027	48214,61											82463,35					82463,35
Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения																		1254007,27
Участок теплотрассы № 2 ТЭЦ-9 теплокамеры 43 до теплокамеры 2 на ул.Чайковского. Инв. № ИЭ303028а. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК44 до ТК2-2а ул. Чайковского	2029-2031	26104,00													4316,00	19251,00	31715,00	55281,00
Теплосеть по ул.Советской Инв.№3030036. ТМ № 2 от ТЭЦ-9 ул.Советская от ТК-14а до ТК-16а. Техническое перевооружение	2023-2024	6660,53							979,17	8812,50								9791,67
Теплосеть к жиломк дому 2 в мкр 12а /от ТК-43 до ТК-1а». (Участок тепловой сети в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17)	2018	17569,44		19292,00														19292,00
Теплотрасса № 3 от ТЭЦ-9. Реконструкция ул.Блудова от ул. Желябова. ул.Блудова от ТК-35 до ТК-39. ул 50 лет ВЛКСМ от от 39 до ТК-44, ул Желябова отТК-44 до ТК-45	2018-2019	120351,07		65741,00	69176,00													134917,00
Техническое перевооружение п.Мегет ул.Чехова.	2018	15134,20		16618,00														16618,00
Теплосеть от ТК-26А ул.Ворошилова до ТК-1 квл 86 (переход через ул.Ворошилова)	2018	1605,92		1763,37														1763,37
Теплосеть от ТК-23 ул.Чайковского до дома № 3 квл 92 (переход через ул.Чайковского)	2018	8209,15		9014,00														9014,00
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/ Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение ТМ № 2 забора ТЭЦ-1 до узла 5Г	2024-2027	106 344,21								18 583,00	64 041,00	48 634,00	48 556,00					179814,00
Теплотрасса квл 93 Инв.№3030101. Участок от ТК-14 ул. К.Маркса до ТК-1 кв. 93. Техническое перевооружение	2021	8373,54					10687,00											10687,00
Теплосеть по ул. Горького / от ТК4 до зд.АБК СМУ-5.от ТК-А по ул. Горького до ст.СМУ-1. Инв. № ИЭ3030034. Техническое перевооружение участка от ТК-16а до ТК-4 по ул.Горького	2024-2029	52 351,36								5 369,00		25 090,00		53 081,00	12 109,00			95649,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул. Некрасова, строение 81. Инв. № 3010039	2017	18878,79	19831,00															19831,00
Теплосеть к ж.д. 2 в 12-а мкр-не/ от ТК-43 до ТК-1а. Техническое перевооружение участка в мкр 12а от ТК-46 до ТК-17	2017	11980,72	12585,00															12585,00
Сооружение, состоящее из стальных труб общей протяженностью 14705,50 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 2711.33 пог.м, воздушной прокладки на опорах 11994,17 пог.м - Тепломагистраль № 2 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-23Б пр. Ленинградский	2017	15610,63	16398,00															16398,00
Сооружение – Участок от Н 19 до ТК 2а на ул.Чайковского магистральной теплосети №2 от ТЭЦ-9. Техническое перевооружение участка теплотрассы №2 от УТ-4 до УТ-5 ул. Институтская	2017	2396,14	2517,00															2517,00
Техническое перевооружение информационно-измерительной подсистемы ДУ тепловым сетям г.Ангарска	2017	6225,97	6540,00															6540,00
Магистральная теплотрасса № 2 ТЭЦ-9, по ул. Ворошилова от ТК-31 на ул. Горького до ТК11а на ул. 40 лет Октября» (Участок от Н-3 до Н-6)	2017	11995,00	12600,00															12600,00
Теплосеть по ул Чайковского / от ТК-10 ул К-М до ТК-43 ул Чайковского. Инв. № ИЭ303028в. Техническое перевооружение Участок теплосети от ТК41А до ТК43-3 ул. Чайковского	2020-2024	55767,00				4204,00		24982,00	19759,00	32782,00								81727,00
Участок теплотрассы № 3 от теплокамеры 27 на ул.Коминтерна до дома № 11, мкр 6. Инв. № ИЭ3030115. Техническое перевооружение ТМ № 3 от ТЭЦ-9 переход через ул.Коминтерна от ТК-22 до жилого дома № 2 мкр 6	2021-2023	13691,46					3 209,17	500,00	15 983,00									19692,17
Теплосеть по пер. Строительный. Инв. № ИЭ3030038. Техническое перевооружение ТМ № 2 от ТЭЦ-9 участок от ТК-19а ул.Горького до ТК-20а ул. Ярополова	2021-2024	12 044,66					1945,83	200,00	6006,67	9843,00								17995,50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ТеплотрассаА 2 /от ТЭЦ-1 до НПС-2/. Инв. № ИЭ3030021. Техническое перевооружение с изменением схемы подключения отопления объектов 201, 202, 207, 217.	2022-2024	18 940,23						3283,00	11 681,00	13 632,00								28596,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутрикваральные тсети квл 189, Б, 207-210 221, 222, 225а. Инв. № ИЭ3030576. Техническое перевооружение участка от ТК-14 до ТК-76 по ул. Красная	2024-2027	36 150,41								4 875,00		33 562,00	24 229,00					62666,00
Тепломагистраль №1 ТЭЦ-10. Участок от ТЭЦ-10 до ТК-5 Ленинградского проспекта. Инв. № ИЭ3030602. Техническое перевооружение участка по ул. Бульварная от ТК-2а до ТК-5	2024-2027	92 080,65								12 593,00	44 550,00		43 576,00	28 705,00	34 276,00			163700,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК / от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-7а до ТК-11 Майской т/трассы	2030-2032	14813,86														4 864,89	27 038,32	31903,22
Участок теплотрассы №5 от УТ-1 на Ангарском просп. до УТ-8 на ул. Декабристов. Инв. № ИЭ3030166. Участок от УТ-2 до УТ-3 ул. Декабристов. Техническое перевооружение с заменой трубопроводов и строительных конструкций	2031-2032	2200,57														4 773,85	4 773,85	
Автоматическая система диспетчерского управления АСДУ НПС-6. Инв. № ИЭТ093041257. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2024-2025	2 694,59								2 484,00	1 809,00							4293,00
Здание насосно-перекачивающей станции №1Б /ул.Кирова 55/ Инв. № ИЭ3010023. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Информационноизмерительная подсистема диспетчерского управления НПС-5А. Инв. № ИЭ3010026. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2026-2027	2 753,36										2 889,00	1 924,00					4813,00
Здание насосно-перекачивающей станции № 2 (около молокозавода). Инв. № ИЭ3010002. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Смесительная подкачивающая насосная станция СПНС-1. Инв. № ИЭ3010040. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул. Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2027-2028	2 692,68											2 958,00	1 975,00				4 933,00
Здание ЦТП г.Ангарск мкр Китой, ул.Гагарина, строение 2А. Инв. № ИЭ3010036. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание бойлерной (электрокотельная). Инв. № ИЭ9110028. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2028-2029	3 355,51												3 100,00	3 379,00			6479,00
Здание насосной подкачивающей станции п. Мегет, ул.Некрасова, строение 81 Инв. № ИЭ3010039. Техническое перевооружение. Замена оборудования АСДУ, КИПиА, передачи данных и программного обеспечения	2029-2030	2 860,22													2 270,98	3 540,69		5811,67
Теплотрасса 2 /от ТЭЦ-1 до НПС 2/. Инв. № ИЭ3030021. Модернизация. Монтаж канала передачи данных НПС-7 с интеграцией в существующую АСДУ УТС.	2029-2030	2 860,22													2 270,98	3 540,69		5811,67
Здание насосно-перекачивающей станции №3 (ул. Мира 38). Инв. № ИЭ3010003. Обеспечение бесперебойного электроснабжения НПС-3, включающей в себя АРМ диспетчера участка тепловых сетей и БАГВ	2023-2024	10 068,20							3000,00	12572,00								15572,00

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Информационно-измерительная подсистема ДУ т/сетями г.Ангарска. Инв. № ИЭ3045030. Модернизация АРМ диспетчеров 1, 2, 3 и серверов 1,2 АСДК.	2023	606,55							900,00									900,00
Пожарная сигнализация объектов АТС. Инв. № ИЭ3042613. Техническое перевооружение с заменой пожарных датчиков, монтажом автоматической системы оповещения о пожаре на НПС УТС	2024-2027	17 541,52								2 523,00	2 999,00	10 937,00	13 887,00					30346,00
Здание эксплуатационно-производственного корпуса (корпус № 2) ул. Мира. Инв. № ИЭ3010020. Здание сетевой насосно-перекачивающей станции № 4 (ул. К.Маркса 91). Инв. № ИЭ3010021. Техническое перевооружение периметральной системы видеорегистрации, архивирования данных	2024-2028	8 938,67								6 123,00				9 461,00				15584,00
Теплосеть РМЗ-МАЙСК / от кам-31 до кам-115/ Инв. № ИЭ3030020. Техническое перевооружение участка от ТК-21 до ТК-22 Майской т/трассы	2027-2028	23 163,46											3 061,00	40 449,00				43510,00
Тепловые сети Юго-Западного района от ТЭЦ-10, внутриквартальные т/сети квл А,192,205,206, 211, 212,219, 220. Инв. № ИЭ3030565. Техническое перевооружение. Участок на пр. Ленинградский от ТК-309 до ТК-246	2030-2031	20823,62														3 839,67	41 150,16	44989,83
Модернизация тепловой сети по ул. Полевая, ул. Токарева, ул. Мичурина в с. Савватеевка	2023	28975,32							28975,32									28975,32
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки																		2278458,12
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 Инв. № ИЭ3030125. Учсток от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 380 до ТРП-1	2022-2024	448 559,40						1 5344,00		373 251,00								388595,00
Сооружение из стальных труб общей протяженностью 21417,90 пог.м, в том числе: подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 13390,35 пог.м в воздушной прокладки на опорах 8027,55 пог.м - Магистраль теплосеть № 4 от ТЭЦ-9 Инв. № ИЭ3030125. Участок от ПАВ. 287 до ТРП-1. Реконструкция в границах от павильона 287 до павильона 380	2024-2029	265120,40								17 187,38	24 966,41	71 953,20	134 361,47	105 368,64	131 005,79			484842,89
ТМ № 4 от ТЭЦ-9 до П-287	2028-2031	151339,34												20 398,84	71 115,35	109 205,53	112 277,77	312997,49
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от Н.О 470 до ТК 1б (Бульварная)	2029-2031	103845,09													26 928,99	76 393,11	115 642,20	218964,30
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от ТК-1б до ТК-309	2028-2031	35 129,41												34635,00	108893,00	114120,00	119597,00	377245,00
ТМ № 6 (ТМ 1 от ТЭЦ-10) от П 4/1 до ТК-13а (строительство насосной)	2031-2031	5495,68															11 922,16	11 922,16
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от павильона 3 до павильона 5	2024-2027	56663,08								3 918,08	33 141,66	46 935,76	11 805,28					95800,79
ТМ № 6 (ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ-10) от точки А до НПС п. Мегет	2023-2026	33111,61							4093,00	15808,00	16567,00	17363,00						53831,00
ТМ № 5 от УТ-8 (ул. Декабристов) до УТ-15 (ул. Декабристов)	2024-2028	191345,42								18 640,73	73 445,37	76 970,75	80 665,35	84 537,29				334259,49
Перевод потребителей на закрытую схему присоединения систем ГВС																		1151772,23
Зона I (Мегет, мкр Юго-Восточ ный, Южный массив, Савватеевска	2018	89850,00		98659,15														98659,15
Зона II (юг Ангарского ГО)	2019	286650,00			327865,39													327865,39
Зона III (центральная часть Ангарского ГО)	2020	262350,00				311286,55												311286,55
Зона IV (север Ангарского ГО)	2021	336150,00					413961,14											413961,14
Другие организации																		12246,56
Итого стоимость всех мероприятий (сумма)		7635430,10																11614356,61

11.3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

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

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из федерального бюджета РФ, бюджетов субъектов РФ и местных бюджетов в соответствии с бюджетным кодексом РФ.

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

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций, состоящих из нераспределенной прибыли и амортизационного фонда, а также заемных средств теплоснабжающих и теплосетевых организаций путем привлечения банковских кредитов.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

Расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

11.4. Расчет эффективности инвестиций.

11.4.1. Методика оценки эффективности инвестиций

Для анализа эффективности предложенных мероприятий использованы следующие критерии:

а) чистая текущая стоимость проекта (NPV), величина которой определяется как дисконтированная разница между всеми годовыми притоками и оттоками реальных денег, накопленными в течение жизни проекта и приведенными к моменту начала осуществления проекта;

б) внутренняя норма доходности (IRR) − величина ставки сравнения (дисконта), при которой чистый дисконтный доход (NPV) не создается;

в) простой срок окупаемости − минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат;

г) дисконтированный срок окупаемости − минимальный временной интервал от начала строительства до момента полной окупаемости капитальных затрат, рассчитанный с учетом дисконтирования.

11.4.2. Экономическое окружение проекта.

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы изменения цен, установленные в следующих документах:

а) «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года», разработанный Министерством экономического развития РФ в 2013 году (далее −Прогноз);

б) сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года, разработанные ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по заказу Министерства энергетики России в 2010 году (далее −Сценарные условия). Индексы измения цен приведены в таблице 192.

Таблица 192

Индексы изменения цен

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Тепловая энергия (рост тарифов, в среднем за год к предыдущему году, %)	105,8	103,5	104,1	103,8	105,7	105,5	105,5	105,4	105,3	105	104,5	104	103,9	103,6	103,4	103,4	103,4
Газ природный (рост оптовых цен для всех категорий потребителей, в среднем за год к предыдущему году, в %)	104,9	102,1	102,2	102,2	101,9	100,4	102,6	102,6	102,6	103,3	103,2	103,2	103,5	103,3	103,2	103,2	103,2
Электрическая энергия (рост цен в руб./ для всех категорий потреби телей на розничном рынке, искл. население, в среднем за год к предыдущему году %)	108,2	107,1	105,9	105,6	100,4	100	103,2	102,1	102,1	103,4	102	104,3	102,8	102,6	102,5	102,5	102,5
Капитальные вложения	106,0	105,0	104,5	104,2	103,7	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8
Строительно-монтажные работы (СМР)	103,9	104,2	105,5	105,3	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Проектные и изыска тельские работы (ПИР)	107,2	105,7	105,1	104,8	105,4	104,7	104,7	104,7	104,7	104,7	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	106,5	104,9	104,5	104,0	104,3	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6
Заработная плата	105,9	106,8	106,1	105,6	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8
ХОВ	106,4	104,4	104,6	104,2	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Постоянные затраты на эксплуатацию	113,6	109,9	108,9	108,6	104,2	103,9	103,8	103,6	103,5	103,4	103,3	103,1	102,9	102,8	102,8	102,8	102,8

11.4.3. Эффективность предложенных мероприятий.

В соответствии с п. 9 статьи 29 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 № 417-ФЗ).

Необходимость перекладки тепловых сетей обусловлена их физическим износом.

Прокладка новых тепловых сетей позволит обеспечить:

а) снижение тепловых потерь в сетях;

б) повышение надежности теплоснабжения;

в) повышение качества теплоснабжения за счет снижения падения температуры теплоносителя при транспортировке от источников до вводов потребителей.

В результате реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей, будут сокращены технологические потери тепловой энергии при транспортировке по тепловым сетям; сократятся расходы на текущий ремонт.

11.4.4. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

На первом этапе расчета ценовых последствий для потребителей были определены базовые тарифы на тепловую энергию, отпускаемую теплоснабжающими организациями конечному потребителю в настоящее время. Для этой цели были использованы данные о себестоимости тепловой энергии, полученные от Заказчика.

Индексация базовых тарифов на тепловую энергию в течение всего периода рассмотрения схемы теплоснабжения выполнена с применением прогнозных индексов роста цен на тепловую энергию.

На втором этапе были рассчитаны удельные эксплуатационные затраты на тепловую энергию (в т.ч. расходы на топливо и потери в тепловых сетях) после реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения для каждой теплоснабжающей организации (расчеты проводились для тех организаций, на объектах которых были запланированы мероприятия по модернизации системы теплоснабжения) Путем сравнения удельных затрат до и после проведения мероприятий по модернизации был рассчитан экономический эффект от данных мероприятий.

Итоговые тарифы, рассчитанные с учетом проведения мероприятий и индексов роста, для всех теплоснабжающих организаций приведены в таблице 193.

Таблица 193

Тарифы теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация, тариф	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ООО «Байкальская энергетическая компания», тепловая энергия руб./Гкал (Население, с НДС)	880,07	923,28	968,44	1005,24	1062,54	1120,98	1182,63	1246,50	1312,56	1378,19	1440,20	1497,81	1556,22	1612,25	1667,07	1723,75
МУП АГО «Преобразование» (с. Савватеевка), тепловая энергия руб./Гкал (Население, НДС не облагается)	1064,28	1117,18	1172,70	1219,60	1268,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МУП АГО «Преобразование» (с.Одинск) тепловая энергия руб./Гкал (Прочие потребители, НДС не облагается)	6255,05	6785,49	7298,83	7576,17	8007,99	8448,44	8913,13	9394,45	9892,32	10386,95	10854,34	11288,55	11728,76	12151,04	12564,16	12991,37
МУП АГО «Преобразование» (д. Зуй) тепловая энергия руб./Гкал (Население, НДС не облагается)	968,31	997,36	1038,26	1077,71	1139,13	1201,79	1267,89	1336,36	1407,18	1477,54	1544,03	1605,79	1668,41	1728,48	1787,25	1848,01
ООО «Чистые ключи» (с. Савватеевка), тепловая энергия руб./Гкал (Население, НДС не облагается)	-	-	-	-	-	1319,12	1391,68	1466,83	1544,56	1621,80	1694,77	1762,57	1831,30	1897,24	1961,74	2028,44
АО «АЭХК», передача тепловой энергии руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	166,34	отменен														
АО «АЭХК», тепловая энергия руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	912,95	1008,35	1049,70	1089,58	1151,69	1215,03	1281,86	1351,08	1422,68	1493,82	1561,04	1623,49	1686,80	1747,53	1806,94	1868,38
АО «АНХК» тепловая энергия руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	1140,30	1251,42	1302,73	1352,23	1429,31	1507,92	1590,86	1676,77	1765,63	1853,92	1937,34	2014,84	2093,41	2168,78	2242,52	2318,77
АО «АНХК», передача тепловой энергии в воде руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	381,69	459,36	478,19	496,37	524,66	553,51	583,96	615,49	648,11	680,52	711,14	739,59	768,43	796,09	823,16	851,15
АО «АНХК», передача тепловой энергии в паре руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	349,93	388,28	404,20	419,56	443,47	467,86	493,60	520,25	547,83	575,22	601,10	625,15	649,53	672,91	695,79	719,44
МУП АГО «Ангарский Водоканал», передача тепловой энергии руб./Гкал (Прочие потребители, без НДС)	226,27	221,66	202,55	186,43	192,51	198,80	209,73	221,06	232,78	244,42	255,41	265,63	275,99	285,93	295,65	305,70

12. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

а) определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

б) определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

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 одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения 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 о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех 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».

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 одна 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.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

а) 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;

б) размер собственного капитала;

в) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

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.

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. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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.

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:

а) 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;

б) заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

в) 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.

г) Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

д) систематическое (три 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;

е) 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;

ж) принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

з) прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

и) 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;

к) подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

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

м) подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

н) технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Администрацией АГО принято решение о ликвидации МУП АГО «Преобразование» (постановление администрации Ангарского городского округа от 03.08.2022 № 1039-па «О ликвидации Муниципального унитарного предприятия Ангарского городского округа «Преобразование»). МУП АГО «Преобразование» лишено статуса единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности в пределах систем теплоснабжения села Одинск, села Савватеевка и деревни Зуй Ангарского городского округа.

Объекты теплоснабжения села Одинск технологические размещены на базе Муниципального бюджетного общеобразовательного учреждения «Средняя образовательная школа № 16» (далее МБОУ «СОШ № 16»), объеты теплоснабжения, технологическое оборудование планируются к передаче МБОУ «СОШ № 16» в июне 2023 года. МБОУ «СОШ № 16» не имеет сторонних потребителей и оссуществляет производство тепловой энергии для собственных объектов, учреждение не рекомендуется в качестве ЕТО.

Объекты теплоснабжения деревни Зуй планируются к передаче Муниципальному унитаному предприятию Ангарского городского округа «Ангарский Водоканал» в июне 2023 года.

Деятельность по производству и передаче тепловой энерги с правом владения и пользования

объектами теплоснабжения села Савватеевка по концессионному согласшению осуществляет ООО «Чистые ключи».

Сравнительный анализ претендентов на статус ЕТО в границах систем теплоснабжения по трем критериям позволяет рекомендовать в качестве ЕТО следующие оганизации, приведенные в таблице 194.

Таблица 194

Рекомендуемые единые теплоснабжающие организации

Система теплоснабжения	Рекомендуемый претендент на статус ЕТО
Система теплоснабжения в зоне действия станции ТЭЦ-10, станции Участок №1 ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-9 для обеспечения тепловой нагрузки потребителей города Ангарска в паре и горячей воде (за исключением промышленной площадки АО «АНХК»)	ООО «Байкальская энергетическая компания»
Система теплоснабжения в зоне действия станции Участок №1 ТЭЦ-9, станции ТЭЦ-9 для обеспечения тепловой нагрузки в паре и горячей воде (промышленная площадка АО «АНХК»)	АО «АНХК»
Система теплоснабжения в границах деревни Зуй Ангарского городского округа	МУП АГО «Ангарский Водоканал»
Система теплоснабжения в границах села Савватеевка Ангарского городского округа	ООО «Чистые ключи»

Мэр Ангарского городского округа С.А. Петров

Российская Федерация
Иркутская область
АДМИНИСТРАЦИЯ
Ангарского городского округа

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

05.07.2023 № 1007-па

О внесении изменения в постановление администрации Ангарского городского округа от 31.07.2015 № 645-па «О подготовке правил землепользования и застройки Ангарского городского округа»

В соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», руководствуясь Уставом Ангарского городского округа, решением Думы Ангарского городского округа от 01.03.2023 № 281-46/02рД «Об утверждении Положения об организации и проведении общественных обсуждений в области градостроительной деятельности в Ангарском городском округе и отмене некоторых решений Думы Ангарского городского округа», администрация Ангарского городского округа

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Внести в постановление администрации Ангарского городского округа от 31.07.2015 № 645-па «О подготовке правил землепользования и застройки Ангарского городского округа» (в редакции постановлений администрации Ангарского городского округа от 30.12.2015 № 2121-па, от 04.04.2017 № 543-па, от 20.12.2018 № 1408-па, от 22.10.2020 № 873-па, от 09.04.2021 № 322-па, от 22.09.2021 № 860-па, от 14.12.2022 № 1705-па, от 20.03.2023 № 370-па), далее – постановление, следующее изменение:

1.1. В приложении № 1 «Состав комиссии по подготовке правил землепользования и застройки Ангарского городского округа» к постановлению слова «Кузнецова Елена Владимировна – начальник Управления – главный архитектор Ангарского городского округа» заменить словами «Автушко Екатерина Алексеевна – начальник Управления – главный архитектор Ангарского городского округа».

2. Настоящее постановление вступает в силу после его официального опубликования.

3. Настоящее постановление опубликовать в газете «Ангарские ведомости» и разместить на официальном сайте Ангарского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Исполняющий полномочия мэра
Ангарского городского округа А.С. Сафронов

Российская Федерация
Иркутская область
АДМИНИСТРАЦИЯ
Ангарского городского округа

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

06.07.2023 № 1008-па

О введении режима функционирования повышенной готовности Ангарского звена территориальной подсистемы единой государственной системы Иркутской области

В связи с поступлением предупреждения о неблагоприятном гидрологическом явлении, угрозой повышения уровня реки Китой с возможным выходом воды на пониженные участки местности Ангарского городского округа, в целях недопущения возникновения чрезвычайной ситуации, обеспечения безопасности жизнедеятельности населения Ангарского городского округа, в соответствии со статьей 11 Федерального закона от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций», приказом МЧС России от 05.07.2021 № 429 «Об установлении критериев информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера», принимая во внимание решение рабочего заседания Комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности Ангарского городского округа от 06.07.2023, администрация Ангарского городского округа

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Ввести на территории Ангарского городского округа с 09.30 часов 06.07.2023 и до особого распоряжения режим функционирования повышенной готовности для Ангарского звена территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Иркутской области (далее – Ангарское звено ТП РСЧС Иркутской области) и установить муниципальный уровень реагирования.

2. Определить ответственным за осуществление мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций на период режима функционирования повышенной готовности для Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области советника мэра Ангарского городского округа Головкова М.Э.

3. Определить, что границами территории, на которой может возникнуть чрезвычайная ситуация, являются границы Одинской внегородской территории и г. Ангарска Ангарского городского округа.

4. Руководителям МКУ «Служба по решению вопросов гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям» (далее – МКУ «Служба ГО и ЧС»), управлений, отделов администрации Ангарского городского округа осуществить в установленном законодательством порядке дополнительные мероприятия по подготовке сил и средств Ангарского звена ТП РСЧС в период режима функционирования повышенной готовности, поддержанию общественного порядка в ходе их проведения.

5. Отделу по связям с общественностью администрации Ангарского городского округа (Черепанова Н.В.), отделу по информационной политике администрации Ангарского городского округа (Сычева А.А.) совместно с МКУ «Служба ГО и ЧС» (Филатов А.А.), Управлением по внегородским территориям администрации Ангарского городского округа (Цыпенко И.Е.) организовать своевременное доведение до населения через средства массовой информации и по иным каналам информацию о прогнозируемых и (или) возникающих чрезвычайных ситуациях, принимаемых мерах по обеспечению безопасности населения и территории Ангарского городского округа (далее – АГО).

6. Заместителю мэра – председателю Комитета по экономике и финансам администрации Ангарского городского округа Мироновой И.Г. обеспечить финансирование в установленном порядке расходов, связанных с проведением мероприятий в период действия режима функционирования повышенной готовности для Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области.

7. МКУ «Служба ГО и ЧС» (Филатов А.А.):

7.1. Уточнить мероприятия, определенные приложением «План эвакуации населения, материальных и культурных ценностей и организации первоочередного жизнеобеспечения пострадавшего населения при угрозе возникновения опасных гидрологических явлений на территории Ангарского городского округа» к Плану действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на территории Ангарского городского округа от 06.03.2019.

7.2. Принять дополнительные меры по обеспечению беспрерывного контроля оперативной обстановки на территории АГО.

7.3. Организовать круглосуточное дежурство руководящего состава МКУ «Служба ГО и ЧС» в период режима функционирования повышенной готовности.

7.4. Обеспечить подготовку и поддержание в готовности сил и средств Ангарского звена ТП РСЧС для защиты населения и территории с уточнением резервов финансовых и материальных ресурсов.

7.5. Обеспечить принятие оперативных мер по предупреждению возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, снижению размеров ущерба и потерь в случае их возникновения, а также повышение устойчивости и безопасности функционирования органов управления и МКУ «Служба ГО и ЧС».

7.6. Обеспечить постоянное информирование населения через СМИ об обстановке, связанной с угрозой возникновения чрезвычайной ситуации и принимаемых мерах по ее предупреждению.

7.7. Принять меры по привлечению в случае необходимости в установленном законом порядке общественных организаций и населения к проведению мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

7.8. Организовать своевременное предоставление докладов об угрозе чрезвычайной ситуации в Федеральное казенное учреждение «Центр управления в кризисных ситуациях Главного Управления МЧС России по Иркутской области».

8. Начальнику Управления по внегородским территориям администрации АГО Цыпенко И.Е:

8.1. Организовать проведение подворовых обходов и сходов населения с целью разъяснения сложившейся обстановки, связанной с повышением уровня реки Китой, и разъяснения мер безопасности.

8.2. Организовать круглосуточное дежурство начальников внегородских территорий.

9. Председателю эвакуационной комиссии АГО Борисову С.А. уточнить о готовности развертывания пунктов временного размещения.

10. Рекомендовать генеральному директору ОАО «Автоколонна 1948» Шаркову С.В. подготовить транспорт для проведения в случае необходимости эвакуационных мероприятий.

11. Рекомендовать директору МУП АГО «Ангарский водоканал» Алексееву А.Л. подготовить и выделить большегрузную технику для проведения в случае необходимости эвакуационных мероприятий.

12. Рекомендовать старшему государственному инспектору Ангарского инспекторского участка ФКУ «Центр ГИМС МЧС России по Иркутской области» Агафонову В.О. информировать собственников маломерных судов об оказании ими содействия в эвакуационных мероприятиях, в случае необходимости.

13. Рекомендовать населению заблаговременно покинуть зону подтопления.

14. Настоящее постановление опубликовать в газете «Ангарские ведомости» и разместить на официальном сайте Ангарского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Исполняющий полномочия мэра
Ангарского городского округа Сафронов А.С.

Российская Федерация
Иркутская область
АДМИНИСТРАЦИЯ
Ангарского городского округа

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

06.07.2023 № 1009-па

О введении режима функционирования «Чрезвычайная ситуация» на территории Ангарского городского округа

В связи с неблагоприятными погодными условиями, подъемом уровня воды в реке Китой с выходом воды на пониженные участки местности, возникшими угрозами населению и населенным пунктам Ангарского городского округа и объектам экономики, затоплением и угрозой размыва дорог местного значения, в целях обеспечения безопасности жизнедеятельности населения Ангарского городского округа, в соответствии со статьей 11 Федерального Закона от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», пунктом 25 Положения «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794, принимая во внимание решение Комиссии по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности Ангарского городского округа, руководствуясь Уставом Ангарского городского округа, администрация Ангарского городского округа

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Ввести на территории Ангарского городского округа с 21.00 часов 06.07.2023 режим функционирования чрезвычайной ситуации для Ангарского звена территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Иркутской области (далее – Ангарское звено ТП РСЧС Иркутской области) и установить муниципальный уровень реагирования.

2. Определить руководителем ликвидации чрезвычайной ситуации на территории Ангарского городского округа советника мэра Ангарского городского округа Головкова М.Э.

3. Определить зоной чрезвычайной ситуации границы Одинской внегородской территории и г. Ангарска Ангарского городского округа.

4. Привлечь в установленном порядке к ликвидации чрезвычайной ситуации (далее – ЧС) на территории Ангарского городского округа силы и средства Ангарского звена ТП РСЧС, объектов экономики, формирований, установленных Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на территории Ангарского городского округа на 2023 год.

5. На период действия режима ЧС на территории Ангарского городского округа для рассмотрения обращений граждан Ангарского городского округа определить Единую дежурно-диспетчерскую службу муниципального казенного учреждения «Служба по решению вопросов гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям» (далее – МКУ «Служба ГО и ЧС»), номер телефона 088.

6. Руководителю ликвидации чрезвычайной ситуации на территории Ангарского городского округа Головкову М.Э. обеспечить:

6.1. Координацию деятельности органов управления, сил и средств Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области.

6.2. Согласование действий органов управления, сил и средств Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области с органами исполнительной власти Иркутской области, организациями на территории Ангарского городского округа при решении задач в области предупреждения и ликвидации чрезвычайной ситуации.

6.3. Рассмотрение вопросов о привлечении сил и средств к проведению организационных и практических мероприятий по предотвращению ЧС в порядке, установленном федеральным, областным законодательствами и правовыми актами Ангарского городского округа.

6.4. Рассмотрение вопросов по организации оповещения и информирования населения Ангарского городского округа о ЧС и мерах, принимаемых администрацией Ангарского городского округа для ликвидации ее последствий.

7. Директору МКУ «Служба ГО и ЧС» Филатову А.А. в установленном законодательством порядке:

7.1. Уточнить План действий по предупреждению и ликвидации ЧС.

7.2. Организовать мероприятия, определенные приложением «План эвакуации населения, материальных и культурных ценностей и организации первоочередного жизнеобеспечения пострадавшего

населения при угрозе возникновения опасных гидрологических явлений на территории Ангарского городского округа» к Плану действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на территории Ангарского городского округа от 06.03.2019.

7.3. Перевести работу МКУ «Служба ГО и ЧС» на круглосуточный режим работы вплоть до получения особого распоряжения.

7.4. Установить дежурство из числа заместителей директора учреждения, начальников отделов МКУ «Служба ГО и ЧС» на период действия режима ЧС.

7.5. Принять меры по привлечению при необходимости в установленном законом порядке общественных организаций и населения к проведению мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

7.6. Организовать своевременное предоставление докладов об угрозе чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Федеральное казенное учреждение «Центр управления в кризисных ситуациях ГУ МЧС России по Иркутской области».

7.7. Согласовать с председателем комиссии по чрезвычайным ситуациям и пожарной безопасности Ангарского городского округа порядок, сроки, систему контроля выполнения организационных и практических мероприятий силами и средствами Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области.

7.8. Быть в готовности к обеспечению пострадавшего населения Ангарского городского округа необходимыми материальными средствами из резерва материальных ресурсов согласно утвержденному муниципальному правовому акту.

8. Руководителям МКУ «Служба ГО и ЧС», отраслевых (функциональных) органов администрации Ангарского городского округа осуществить в установленном законодательством порядке дополнительные мероприятия по подготовке сил и средств Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области в период режима ЧС, поддержанию общественного порядка в ходе их проведения.

9. Начальнику отдела по информационной политике администрации Ангарского городского округа Сычевой А.А., начальнику отдела по связям с общественностью администрации Ангарского городского округа Черепановой Н.В. совместно с директором МКУ «Служба ГО и ЧС» Филатовым А.А., Управлением по внегородским территориям администрации Ангарского городского округа Цыпенко И.Е. организовать своевременное доведение до населения через средства массовой информации о прогнозируемых и (или) возникающих чрезвычайных ситуациях, принимаемых мерах по обеспечению безопасности населения и территории Ангарского городского округа.

10. Заместителю мэра – председателю Комитета по экономике и финансам администрации Ангарского городского округа Мироновой И.Г. обеспечить финансирование в установленном порядке расходов, связанных с проведением мероприятий в период действия режима ЧС Ангарского звена ТП РСЧС Иркутской области по предупреждению возникновения ЧС, подготовить справку о состоянии резервного фонда администрации Ангарского городского округа и направить в адрес председателя комиссии по чрезвычайным ситуациям и пожарной безопасности Ангарского городского округа.

11. Председателю эвакуационной комиссии АГО Борисову С.А.:

11.1. Перевести работу о готовности эвакуационной комиссии на круглосуточный режим работы до получения особого распоряжения;

11.2. .Обеспечить готовность ПВР для приема пострадавшего населения, развертывание системы связи и управления;

11.3. Согласовать выделение необходимого количества автомобильного транспорта для проведения эвакуационных мероприятий из зоны ЧС;

11.4. Совместно с начальником территориального отдела управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Иркутской области в Ангарском городском муниципальном образовании, в Шелеховском и Слюдянском районах Марковой Е.В. уточнить порядок проведения санитарно-гигиенических и противоэпидемиологических мероприятий на период проведения эвакуационных мероприятий на ПВР.

12. Начальнику Управления по внегородским территориям администрации Ангарского городского округа Цыпенко И.Е.:

12.1. Организовать проведение подворовых обходов и сходов населения с разъяснением сложившейся оперативной обстановки, связанной с повышением уровня реки Китой и разъяснением мер безопасности.

12.2. Организовать круглосуточное дежурство начальников отделов внегородских территорий администрации Ангарского городского округа.

12.3. Совместно с начальниками отделов по внегородским территориям организовать проведение патрулирования с распространением среди населения информационных материалов (листовок, брошюр) о разъяснении мер безопасности в паводкоопасный период.

13. Директору МУП АГО «Ангарский Водоканал» Алексееву А.Л. выделить высокопроходимую технику для оказания содействия в эвакуации граждан и их имущества.

14. Председателю Комитета по жилищно-коммунальному хозяйству, строительству, транспорту и связи администрации Ангарского городского округа Шуновой В.В. провести оценку обстановки и предварительного расчета ущерба по подъездным дорогам и иным объектам муниципальной собственности и земель Ангарского городского округа.

15. Председателю Комитета по управлению муниципальным имуществом администрации Ангарского городского округа Белоус Д.С. подготовить подробную справку по собственникам утраченного и пострадавшего имущества, не имеющим иного места проживания кроме СНТ.

16. Начальнику Управления по социальной политике администрации АГО Барковец Т.П., директору ОГКУ «Управление социальной защиты населения по Ангарскому району» Калининой Н.И. проработать вопрос адресной помощи пострадавшим на основании требований действующего законодательства.

17. Начальнику отдела потребительского рынка управления по общественной безопасности администрации АГО Тюменцевой Н.М. определить порядок обеспечения питанием и предметами первой необходимости пострадавшего населения на ПВР.

18. Начальнику Управления по внегородским территориям администрации АГО Цыпенко И.Г., начальнику отдела сельского хозяйства администрации АГО Журавлеву А.Н. организовать рабочие группы для оценки ущерба причиненного гражданам в ходе дождевого паводка.

19. Рекомендовать:

19.1. Начальнику 3 ПСО ФПС ГПС (г. Ангарск) ГУ МЧС России по Иркутской области Подхолзину Р.П. выделить высокопроходимую технику для оказания содействия в эвакуации граждан и их имущества.

19.2. Начальнику УМВД России по АГО Суслову А.В. в целях предотвращения случаев хищения имущества пострадавших граждан, организовать круглосуточную охрану места происшествия и обеспечить безопасное дорожное движение на подъездных путях к нему. Уточнить мероприятия по организации охраны общественного порядка на территории ПВР, эвакуационных маршрутах.

19.3. Генеральному директору ОАО «Автоколонна 1948» Шаркову С.В. подготовить транспорт для проведения в случае необходимости эвакуационных мероприятий.

19.4. Председателю союза некоммерческих товариществ Беккер Т.И., председателю Ассоциации садоводческих некоммерческих товариществ АГО Николаевой Л.А организовать проведение общих собраний членов садоводческих объединений с доведением информации о складывающейся обстановке и мероприятиях, проводимых органом местного самоуправления по обеспечению безопасности населения и территории АГО.

19.5. Начальнику Юго-Западного поисково-спасательным отрядом г. Ангарска ОГКУ «Пожарно-спасательная служба Иркутской области» Моргунову О.А. направить силы и средства для выявления пострадавших граждан и оказания помощи в эвакуации из зон затопления.

20. Информацию о проведенных мероприятиях предоставлять в ЕДДС МКУ «Служба ГО и ЧС» до 17.00 часов ежедневно.

21. Постановление администрации Ангарского городского округа от 06.07.2023 № 1008-па «О введении режима функционирования «Повышенная готовность» для Ангарского звена территориальной подсистемы Иркутской области единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций», отменить.

22. Настоящее постановление опубликовать в газете «Ангарские ведомости» и разместить на официальном сайте Ангарского городского округа в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

23. Контроль исполнения настоящего постановления оставляю за собой.

Исполняющий полномочия мэра
Ангарского городского округа А.С. Сафронов

Заключение о результатах общественных обсуждений

«_05_» ___07__ 2023 г.
(дата оформления заключения)

По проекту решения о предоставлении разрешения на условно разрешенный вид использования земельного участка и объектов капитального строительства и разрешения на отклонение от предельных параметров разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства на земельном участке с кадастровым номером 38:26:040703:5293, расположенном по адресу: Российская Федерация, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, микрорайон 33,_____
(наименование проекта)
рассмотренному на общественных обсуждениях __с 13.06.2023 по 07.07.2023.
(срок проведения общественных обсуждений)

1. Количество участников общественных обсуждений, которые приняли участие в общественных обсуждениях: _0 (ноль)___

2. Настоящее заключение подготовлено на основании протокола общественных обсуждений от _30.06.2023_

3. Срок проведения общественных обсуждений: 25 дней (срок проведения общественных обсуждений с момента оповещения жителей Ангарского городского округа, являющихся участниками общественных обсуждений, о проведении таких общественных обсуждений до планового дня опубликования заключения о результатах общественных обсуждений 27 дней).

4. Содержание внесенных предложений и замечаний граждан, являющихся участниками общественных обсуждений и постоянно проживающих на территории, в пределах которой проводятся общественные обсуждения: предложения и замечания не поступали

5. Содержание внесенных предложений и замечаний иных участников общественных обсуждений: предложения и замечания не поступали

6. Рекомендации организатора общественных обсуждений о целесообразности или нецелесообразности учета внесенных участниками общественных обсуждений предложений и замечаний: отсутствуют

7. Выводы по результатам общественных обсуждений: общественные обсуждения по проекту решения о предоставлении разрешения на условно разрешенный вид использования земельного участка и объектов капитального строительства и разрешения на отклонение от предельных параметров разрешенного строительства, реконструкции объектов капитального строительства на земельном участке с кадастровым номером 38:26:040703:5293, расположенном по адресу: Российская Федерация, Иркутская область, Ангарский городской округ, город Ангарск, микрорайон 33, проведены в соответствии с требованиями действующего законодательства. Считать общественные обсуждения состоявшимися.

Подпись руководителя органа, уполномоченного
на организацию и проведение общественных обсуждений
Председатель комиссии по подготовке правил
землепользования и застройки Ангарского городского округа
_____ А.С. Сафронов – заместитель мэра
Ангарского городского округа

«В соответствии с главой V.7 Земельного кодекса Российской Федерации администрация Ангарского городского округа извещает о возможном установлении публичного сервитута общей площадью 22673 кв.м в отношении земельных участков с кадастровыми номерами: 38:26:010800:329, площадью 29 кв.м; 38:26:000000:6128, площадью 969 кв.м; 38:26:000000:7189, площадью 6 кв.м; 38:26:010800:286, площадью 19252 кв.м; 38:26:000000:7217, площадью 1 кв.м и земельного участка, государственная собственность на который не разграничена в кадастровом квартале 38:26:010800, площадью 2416 кв.м, с местоположением: Российская Федерация, Иркутская область, Ангарский городской округ, необходимого для строительства и эксплуатации объектов электросетевого хозяйства «ВЛ-10 кВ ЛЭП «Долгожданная», СКТП 10/0,4 кВ».

Заинтересованные лица, а также правообладатели земельных участков, если их права не зарегистрированы в Едином государственном реестре недвижимости, могут ознакомиться с поступившим ходатайством об установлении публичного сервитута и прилагаемыми к нему описанием местоположения границ публичного сервитута, а также подать заявление об учете прав на земельный участок (с указанием почтового адреса и (или) адреса электронной почты) в течение 15 дней со дня размещения настоящего сообщения на официальном сайте администрации Ангарского городского округа – www.angarsk-adm.ru и газете «Ангарские ведомости».

Ознакомиться с поступившим ходатайством об установлении публичного сервитута и прилагаемым к нему описанием местоположения границ публичного сервитута, а также подачи заявления возможно по предварительной записи, обратившись в Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации Ангарского городского округа по телефону 8 (3955) 50-41-20».

Председатель Комитета Д.С. Белоус

Иркутская область
Администрация Ангарского городского округа
Комитет по управлению муниципальным имуществом
администрации Ангарского городского округа

ПРЕДПИСАНИЕ

об освобождении земельного участка
от незаконно размещенного движимого имущества
или самовольной постройки

04 июля 2023 года г. Ангарск

В связи с выявлением факта самовольного размещения движимого имущества - металлических откатных ворот на территории земельного участка, государственная собственность на который не разграничена, смежного земельным участком с кадастровым номером 38:26:040902:2767 по адресу: Российская Федерация, Иркутская область, город Ангарск, улица Мичурина, руководствуясь Положением о порядке сноса самовольных построек и перемещения (демонтажа) движимого имущества, незаконно размещенного на земельных участках, находящихся на территории Ангарского городского округа, утвержденного постановлением администрации Ангарского городского округа от 25.04.2016 № 878-па:

_____
_____
(Ф.И.О. физического лица – владельца, наименование юридического лица – владельца)

в срок до «07» августа 2023 года необходимо в добровольном порядке осуществить перемещение (демонтаж) незаконно размещенного движимого имущества металлических откатных ворот с территории земельного участка, государственная собственность на который не разграничена, смежного земельным участком с кадастровым номером 38:26:040902:2767 по адресу: Российская Федерация, Иркутская область, город Ангарск, улица Мичурина.

В случае неисполнения настоящего предписания, движимое имущество (металлические откатные ворота) будут демонтированы в принудительном порядке, расходы, затраченные на демонтаж, транспортировку и хранение движимого имущества будут взысканы с владельца.

Председатель Комитета по управлению муниципальным
имуществом администрации Ангарского городского округа _____ Д.С. Белоус

Лицо, осуществившее самовольное размещение недвижимого (движимого) имущества, не установлено. Предписание размещено на имуществе.

Главный специалист КУМИ
администрации АГО _____ В.Г. Высоцкий
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Газета «Ангарские ведомости». Зарегистрирована Управлением Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Иркутской области. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ТУ38-00937 от 22 декабря 2016 г.
Учредитель - администрация Ангарского городского округа.
Адрес редакции и издателя: 665830, г. Ангарск, кв-л 76, дом 1, пом. 74. Телефоны: 67-50-80, 67-17-34.
E-mail:angvedom@mail.angarsk-adm.ru. Тираж 1 000 экз. Директор - главный редактор Бурдинская М.В.
Распространяется бесплатно. Редакция не несет ответственности за материалы рекламного характера. Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов.
Газета отпечатана на удаленном производственном участке
АО «Советская Сибирь» в городе Иркутске», 664043, г. Иркутск,
бульвар Рябикова, д. 96, стр. 1. Заказ №_____ 16+