ДЕПАРТАМЕНТ
ТАРИФНОЙ И ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

30 сентября 2023 г. Тюмень № 533/01-05-ос

Об утверждении
инвестиционной программы
акционерного общества «Урало-Сибирская
Теплоэнергетическая компания»

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства РФ от 05.05.2014 №410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике)», Положением о Департаменте тарифной и ценовой политики Тюменской области, утверждённым постановлением Правительства Тюменской области от 30.05.2005 №59-п, на основании обращения акционерного общества «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания»

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить инвестиционную программу акционерного общества «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» в сфере теплоснабжения города Тюмени на 2024-2028 годы согласно приложению к настоящему приказу.
2. Настоящий приказ вступает в силу со дня его опубликования.

Директор департамента Е.А. Карташков

Приложение
к приказу от 30.10.2023 № 533/01-05-СС

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА
акционерного общества «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» в сфере теплоснабжения
города Тюмени на 2024— 2028 годы

Тюмень, 2023 г.

Генеральный директор АО "УСТЭК"

_____М.Ф. Царгасов

"____" _____ 2023 г.

Исполнительный директор АО "УСТЭК"

_____А.Е. Перекальский

"____" _____ 2023 г.

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА

Акционерного общества «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» в сфере теплоснабжения города Тюмени на 2024-2028 годы

Форма № 1-ИП ТС

Паспорт инвестиционной программы в сфере теплоснабжения города Тюмени

АО "Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания"

на 2024 -2028 годы

Наименование регулируемой организации, в отношении которой разрабатывается инвестиционная программа в сфере теплоснабжения	АО "Урало-Сибирская теплоэнергетическая компания" (АО "УСТЭК")
Местонахождение регулируемой организации	625023, Российская Федерация, Тюменская область, город Тюмень, улица Одесская, дом 5
Сроки реализации инвестиционной программы	Период реализации инвестиционной программы с 01.01.2024 года по 31.12.2028 год.
Лицо, ответственное за разработку инвестиционной программы	Начальник отдела инвестиций Бессонова С.Б.
Контактная информация лица, ответственного за разработку инвестиционной программы	тел. 8 (3452) 28-97-88
Наименование уполномоченного органа исполнительной власти субъекта РФ, утвердившего инвестиционную программу	Департамент тарифной и ценовой политики Тюменской области
Местонахождение уполномоченного органа, утвердившего инвестиционную программу	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Республики, 24
Должностное лицо, утвердившее инвестиционную программу	Директор Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области Е.А. Карташков
Контактная информация лица, ответственного за утверждение инвестиционной программы	Начальник управления программ и тарифного регулирования на транспортные услуги, в ТЭК и непроизводственной сфере департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области Мачитов Т.А. Телефон 8(3452)42-65-66 machitovta@72to.ru
Наименование органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	Администрация города Тюмени
Местонахождение органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Первомайская, 20
Должностное лицо, согласовавшее инвестиционную программу	Глава Администрации города Тюмени Р.Н. Кухарук
Дата согласования инвестиционной программы	____._____2023 г.
Контактная информация лица, ответственного за согласование инвестиционной программы	Заместитель Главы города Тюмени, директор департамента городского хозяйства В.В. Кильтау Телефон 8 (3452) 44-40-00 (приемная)

Руководитель регулируемой организации

М.П.

Генеральный директор АО «УСТЭК» М.Ф. Царгасов

Форма № 2-ИП ТС

Инвестиционная программа
Акционерного общества «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания»
в сфере теплоснабжения города Тюмени на 2024-2028 годы

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Вид объекта	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики. Наименование и значение показателя. До реализации мероприятия. Тепловая сеть: Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протяженность (в однотрубном)	Способ прокладки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	После реализации мероприятия. Тепловая сеть: Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протяженность (в однотрубном)	Способ прокладки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год начала реализации	Год окончания реализации	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс.руб. без НДС. Плановые расходы: Всего	в том числе: ПИР	СМР	Профинансировано в ____ г.	Финансирование, в т.ч. по годам: 2024	2025	2026	2027	2028	Остаток финансирования	Расшифровка источников финасирования инвестиционной программы, тыс.руб. без НДС: Амортизация (стр. 1.1 ФП)	Прибыль, направленная на инвестиции (стр. 1.2 ФП)	Средства, полученные за счет платы за подключение (стр. 1.3 ФП)	Прочие собственные средства (стр. 1.4 ФП)	Экономия расходов (стр. 1.5 ФП): в результате реализации мероприятий ИП	связанная с сокращением потерь в ТС, сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на источниках	Расходы на оплату лизинговых платежей по договору финансовой	Иные собственные средства (стр. 2 ФП)	Привлеченные средства на возвратной основе (стр. 3 ФП)	Бюджетные средства по каждой системе централизованного теплоснабжения с выделением расходов концедента на строительство, модернизацию и	Прочие источники финансирования (арендная плата) (стр. 5 ФП)
1	2	3	4	5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	8	9	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	10.8	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5.1	11.5.2	11.6	11.7	11.8	11.9	11.10
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:																																					
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей																	5 647 537,8	61 721,8	5 585 816,0	-	402 455,4	1 520 395,0	1 141 150,7	2 070 781,1	512 755,7	-	300 000,0	511 256,8	2 296 093,8	-	-	-	-	-	2 540 187,2	-	-
1.1.1	Строительство тепловых сетей для обеспечения подключения объектов капитального строительства	-	линейный	-	-	-	-	-	-	-		-	канальная	-	2024	2028	2 296 093,8	-	2 296 093,8	-	402 455,4	374 175,0	502 853,3	503 854,3	512 755,7	-	-	-	2 296 093,8	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.2	Строительство трубопровода тепловых сетей третьего тепловывода ТЭЦ-2 от 9П1с до 20К1 (1этап)	-	линейный	-	-	-	-	-	-	1200	10700	4,746	канальная	-	2025	2025	1 132 640,4	20 727,2	1 111 913,1	-	-	1 132 640,4	-	-	-	-	-	312 835,1	-	-	-	-	-	-	819 805,3	-	-
1.1.3	Строительство трубопровода тепловых сетей третьего тепловывода ТЭЦ-2 от 20К1 до 20К2, от 20К2 до 20К3, от 20К2 до 18К3 (2 этап)	-	линейный	-	-	-	-	-	- -	1200 500	10700 1200	2,006 0,604	надземная канальная	- -	2025	2026	624 462,1	13 579,6	610 882,4	-	-	13 579,6	610 882,4	-	-	-	100 000,0	171 006,8	-	-	-	-	-	-	353 455,2	-	-
1.1.4	Строительство трубопровода тепловых сетей третьего тепловывода ТЭЦ-2 от камеры 20К3 до камеры 20К5, от 20К5 до 20К6, от 20К6 до 20К7, от 20К6 до 8К7-1 (3 этап)	-	линейный	-	-	-	-	-	-	1000 800	6750 3800	4,374 3,996	канальная канальная	- -	2026	2027	1 594 341,7	27 414,9	1 566 926,7	-	-	-	27 414,9	1 566 926,7	-	-	200 000,0	27 414,9	-	-	-	-	-	-	1 366 926,7	-	-
1.2. Строительство иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей																	854 063,8	15 469,8	838 594,1	-	190 136,7	148 954,8	29 047,7	347 984,6	137 940,0	-	-	201 334,7	-	-	-	-	-	-	32 805,8	-	619 923,3
1.3.1	Реконструкция технического устройства: «Участок трубопровода по ул. Дамбовская от 11П1 до 11П2(5П1А)» с регистрационным номером №1457 на участке трубопровода тепловых сетей от тепловой камеры по ул. Одесская от 11П1 до шахты подъема 11ШП-1 с 2Ду800 на 2Ду1020 мм	72:23:0000000:13442	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Одесская	800	3800	0,232	канальная	-	1000	6750	0,232	канальная	-	2024	2024	75 229,0	500,00	74 729,0	-	75 229,0	-	-	-	-	-	-	75 229,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3.2	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 13П4 до 13П5 по ул. Домостроителей	72:23:0221002:1108	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Домостроителей	400	660	0,896	надземная	-	500	1200	0,896	надземная	-	2024	2024	114 907,7	1 257,14	113 650,5	-	114 907,7	-	-	-	-	-	-	114 907,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3.3	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 13П5 до 13П6 по ул. Домостроителей в ППУ изоляции Ду 500	72:23:0222001:1995	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Домостроителей	400	660	1,220	надземная	-	500	1200	1,220	надземная	-	2025	2025	137 845,1	1 886,92	135 958,2	-	-	137 845,1	-	-	-	-	-	54,4	-	-	-	-	-	-	-	-	137 790,8
1.3.4	Реконструкция участка тепловой сети, расположенной по ул. Мебельщиков от ТК 13К13-7/2 до ТК 13К13-7/3бкв	72:23:0221003:18405	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Мебельщиков	100	15,6	0,120	канальная	-	150	46	0,120	канальная	-	2025	2025	11 109,7	412,48	10 697,2	-	-	11 109,7	-	-	-	-	-	11 109,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3.5	Реконструкция участка тепловой сети, расположенной по ул. Мебельщиков от ТК 13К13-7/3бкв до ТК 13К13-7/4	72:23:0221003:18405	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Мебельщиков	80	9,4	0,112	бесканальная	-	150	46	0,112	бесканальная	-																							
1.3.6	Реконструкция технического устройства «Трубопровод тепловой сети по Березняковский, ул.Садовая-тп1» с увеличением диаметра 2Ду108 мм на 2Ду159 мм на участке тепловой сети от к11-24бкв до к11-26бкв по ул. Дивная, 1а и до здания школы №46.	72:23:0208001:2588	линейный	Тюменская область, г.Тюмень,п.Березняки, ул.Дивная,1а до здания школы №46.	100	15,6	0,720	канальная	-	150	46	0,720	канальная	-	2026	2026	29 047,7	682,69	28 365,0	-	-	-	29 047,7	-	-	-	-	32,0	-	-	-	-	-	-	-	-	29 015,7
1.3.7	Реконструкция трубопровода от ПНС-3 до ТК 4К11-1/8 (обратный трубопровод) с Ду100мм на Ду200мм.	72:23:0427002:10599	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Парковая	100	15,6	0,094	канальная	-	200	107	0,094	канальная	-	2027	2027	1 639,2	122,52	1 516,7	-	-	-	-	1 639,2	-	-	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	1 637,2
1.3.8	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по ул.М.Горького от 5К17 до 5К21 с увеличением диаметра с Ду700 на Ду800: на участке от ТК5К17до 5С7 (1 этап)	72:23:0220001:550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.М.Горького	700	2700	0,184	канальная	-	800	3800	0,184	канальная	-	2027	2027	41 128,5	1 727,00	39 401,5	-	-	-	-	41 128,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41 128,5
1.3.9	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по ул.М.Горького от 5К17 до 5К21 с увеличением диаметра с Ду700 на Ду800: на участке от ТК19 до 5К19А (4 этап)	72:23:0220001:550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.М.Горького	700	2700	0,196	канальная	-	800	3800	0,196	канальная	-	2027	2027	42 797,8	874,00	41 923,8	-	-	-	-	42 797,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42 797,8
1.3.10	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по ул.М.Горького от 5К17 до 5К21 с увеличением диаметра с Ду700 на Ду800: на участке от ТК19А до 5К20 (5 этап)	72:23:0220001:550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.М.Горького	700	2700	0,134	канальная	-	800	3800	0,134	канальная	-	2027	2027	32 805,8	656,00	32 149,8	-	-	-	-	32 805,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32 805,8	-	-
1.3.11	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по 2-я Луговая от 3П5 до 3П6 с увеличением диаметра с Ду 500 на Ду600: на участке от 3П5 до 3К19 (1 этап)	72:23:0105001:9632	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Луговая	500	1200	1,156	надземная	-	600	1880	1,156	надземная	-	2027	2027	229 613,3	4 592,00	225 021,3	-	-	-	-	229 613,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229 613,3
1.3.12	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по ул.М.Горького от 5К17 до 5К21 с увеличением диаметра с Ду700 на Ду800: на участке от ТК5С7 до 5К18 (2 этап)	72:23:0220001:550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.М.Горького	700	2700	0,414	канальная	-	800	3800	0,414	канальная	-	2028	2028	76 988,9	1 540,00	75 448,9	-	-	-	-	-	76 988,9	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	76 988,9
1.3.13	Поэтапная реконструкция магистральной тепловой сети по ул.М.Горького от 5К17 до 5К21 с увеличением диаметра с Ду700 на Ду800: на участке от ТК18 до 5К19 (3 этап)	72:23:0220001:550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.М.Горького	700	2700	0,302	канальная	-	800	3800	0,302	канальная	-	2028	2028	60 951,1	1 219,00	59 732,1	-	-	-	-	-	60 951,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60 951,1
1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей																	521 634,0	10 314,7	511 319,3	-	-	-	521 634,0	-	-	-	-	72 314,7	-	-	-	-	-	-	449 319,3	-	-
1.4.1	Реконструкция ПНС-1 с увеличением производительности до 7500 м³/ч	72:23:0218005:467	линейный	Сооружение: подкачивающая насосная станция, состоящее из нежилого одноэтажного строения литер А, оборудования (6 насосов общей производительностью 5000 куб. м/час) г. Тюмень, ул. Энергетиков, д. 21, строение 1	-	5000	-	-	-	-	7500	-	-	-	2026	2026	521 634,0	10 314,69	511 319,3	-	-	-	521 634,0	-	-	-	-	72 314,7	-	-	-	-	-	-	449 319,3	-	-
Всего по группе 1																	7 023 235,6	87 506,2	6 935 729,4	-	592 592,0	1 669 349,8	1 691 832,4	2 418 765,7	650 695,8	-	300 000,0	784 906,2	2 296 093,8	-	-	-	-	-	3 022 312,3	-	619 923,3
Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей																				0	0	0	0														
Всего по группе 2																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов системы централизованного теплоснабжения и (или) поставки энергии от разных источников																						0,0															
3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей																	1 896 662,9	30 588,5	1 866 074,4	-	539 977,0	311 859,9	392 508,0	369 805,5	282 512,5	-	-	1 144,8	-	-	-	-	-	-	-	91 083,1	1 804 434,9
3.1.1	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 5К23-2/5бкв до ТК 5К23-2/7; от ТК 5К23-4/3А до ТК 5К23-2/7 по ул. Орджоникидзе-ул. Советская	72:23:0000000:15342	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Орджоникидзе-ул. Советская	100	15,6	0,150	канальная	-	100	15,6	0,150	канальная	-	2024	2024	14 657,8	201,50	14 456,3	-	14 657,8	-	-	-	-	-	-	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	14 641,8
3.1.2	Реконструкция участка тепловой сети от 5К32А до 5С19 по ул. Коммунистическая в ППУ изоляции Ду500	72:23:0216003:602	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Коммунистическая	500	1200	0,576	канальная	-	500	1200	0,576	канальная	-	2024	2024	55 787,1	1 190,00	54 597,1	-	55 787,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55 787,1
3.1.3	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4П11 до 4П10 по ул.Самарцева в ППУ изоляции Ду 500	72:23:429001:10507	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Самарцева	500	1200	1,364	канальная	-	500	1200	1,364	канальная	-	2024	2024	229 626,8	750,00	228 876,8	-	229 626,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229 626,8
3.1.4	Реконструкция магистральной тепловой сети № 11 по пр.Заречный,33 от 11К8 до 11К4 2ду 600	72:23:0110001:18526	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, пр.Заречный,33	600	1880	0,340	канальная	-	600	1880	0,340	канальная	-	2024	2024	39 687,3	844,27	38 843,0	-	39 687,3	-	-	-	-	-	-	44,0	-	-	-	-	-	-	-	-	39 643,3
3.1.5	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 2С22 до 2С21 по ул.Мельникайте в ППУ изоляции Ду 700	72:23:0000000:13981	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Мельникайте	700	2700	0,500	канальная	-	700	2700	0,500	канальная	-	2024	2024	59 812,9	1 564,22	58 248,7	-	59 812,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59 812,9
3.1.6	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 5К14-6 до ТК 5К14-5 по ул.50 лет Октября, 2Ду=300 мм	72:23:0218001:544	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.50 лет Октября	300	310	0,768	канальная	-	300	310	0,768	канальная	-	2024	2024	37 689,7	601,10	37 088,6	-	37 689,7	-	-	-	-	-	-	927,0	-	-	-	-	-	-	-	2 788,3	33 974,4
3.1.7	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 5К27-4/3 до ТК 5К27-4/2	72:23:0216004:5958	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Ленина (церковь Спаса)	200 80 50	107 9,4 2,45	0,630 0,020 0,040	бесканальная	-	200 80 50	107 9,4 2,45	0,630 0,020 0,040	бесканальная	-	2024	2024	88 329,1	2 574,09	85 755,0	-	88 329,1	-	-	-	-	-	-	34,3	-	-	-	-	-	-	-	88 294,8	-
3.1.8	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 2С21 до 2П9 по ул.Мельникайте в ППУ изоляции Ду 700	72:23:0000000:13981	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Мельникайте	700	2700	1,388	канальная	-	700	2700	1,388	канальная	-	2025	2025	177 728,0	2 946,95	174 781,0	-	-	177 728,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177 728,0

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Вид объекта	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики										Год начала реализации	Год окончания реализации	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс.руб. без НДС										Расшифровка источников финасирования инвестиционной программы, тыс.руб. без НДС										
					Наименование и значение показателя: до реализации мероприятия					после реализации мероприятия							Плановые расходы			Профинансировано в ____ г.	Финансирование, в т.ч. по годам					Остаток финансирования	Амортизация (стр. 1.1 ФП)	Прибыль, направленная на инвестиции (стр. 1.2 ФП)	Средства, полученные за счет платы за подключение (стр. 1.3 ФП)	Прочие собственные средства (стр. 1.4 ФП)	Экономия расходов (стр. 1.5 ФП)		Расходы на оплату лизинговых платежей по договору финансовой	Иные собственные средства (стр. 2 ФП)	Привлеченные средства на возвратной основе (стр. 3 ФП)	Бюджетные средства по каждой системе централизованного теплоснабжения с выделением расходов концедента на строительство, модернизацию и	Прочие источники финансирования (арендная плата) (стр. 5 ФП)
					Тепловая сеть: Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протяженность (в однотрубном)	Способ прокладки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловая сеть: Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протяженность (в однотрубном)	Способ прокладки	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Всего	в том числе: ПИР	СМР		2024	2025	2026	2027	2028						в результате реализации мероприятий ИП	связанная с сокращением потерь в ТС, сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на источниках					
1	2	3	4	5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	8	9	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	10.8	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5.1	11.5.2	11.6	11.7	11.8	11.9	11.10
3.1.9	Реконструкция участка трубопровода тепловых сетей на участке от тепловой камеры 4С33А до тепловой камеры 4П7 по ул. Магнитогорская в ППУ изоляции 2Ду 700 мм, входящего в состав технического устройства: «Участок трубопровода по улице Тимирязева- Магнитогорская от 4П6 до 4П7», регистрационный №1473	72:23:0427001:10162	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Магнитогорская	700	2700	0,659	канальная	-	700	2700	0,659	канальная	-	2025	2025	82 895,0	355,98	82 539,0	-	-	82 895,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82 895,0
3.1.10	Реконструкция участка трубопровода тепловых сетей по ул. 25-го Октября от тепловой камеры 3П5 до тепловой камеры 3К13 в ППУ изоляции 2Ду 600 мм, входящего в состав технического устройства: «Участок трубопровода ул. Водников - 25-го Октября от 3П3 до 3П5» с регистрационным №1487	72:23:0217002:7880	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.25-го Октября-ул.Водников	600	1880	0,438	канальная	-	600	1880	0,438	канальная	-	2025	2025	51 237,0	1 272,90	49 964,1	-	-	51 237,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51 237,0
3.1.11	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4К9 до 4С25 по ул.Тимирязева в ППУ изоляции Ду 700	72:23:0427001:10162	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Тимирязева	700	2700	0,380	канальная	-	700	2700	0,380	канальная	-	2026	2026	68 208,9	1 366,00	66 842,9	-	-	-	68 208,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68 208,9
3.1.12	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4П8 до шахты подъёма в сторону 4К17 по ул. Восстания в ППУ изоляции Ду 600	72:23:0216002:883	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Восстания	600	1880	0,160	канальная	-	600	1880	0,160	канальная	-	2026	2026	24 368,4	510,00	23 858,4	-	-	-	24 368,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24 368,4
3.1.13	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 10С9 до 10П3 по ул. 30 лет Победы в ППУ изоляции Ду 500	72:23:0000000:13292	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. 30 лет Победы	500	1200	0,538	канальная	-	500	1200	0,538	канальная	-	2026	2026	96 551,0	696,00	95 855,0	-	-	-	96 551,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96 551,0
3.1.14	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 2К9 до 2С11 по ул. Пермякова в ППУ изоляции Ду 800	72:23:0219003:348	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Пермякова	800	3800	0,490	канальная	-	800	3800	0,490	канальная	-	2026	2026	101 570,5	700,00	100 870,5	-	-	-	101 570,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101 570,5
3.1.15	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4К11 до 4К12 по ул.К.Маркса в ППУ изоляции Ду 700	72:23:0427002:1144	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.К.Маркса	700	2700	0,300	канальная	-	700	2700	0,300	канальная	-	2026	2026	45 450,6	882,00	44 568,6	-	-	-	45 450,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45 450,6
3.1.16	Реконструкция трубопровода (перемычки) между трубопроводами тепловых сетей 9П2н - 9П2-1 диаметром 2Dy = 700 мм, L=15 м (в двухтрубном исчислении), входящей в состав технических устройств: «Участок трубопровода по ул. Широтная 9П1А до 9П2 (2-е вывода 2 нитка) регистрационный №743» и «Участок трубопровода по ул. Широтная 9П1А до 9П2(2-е вывода 4 нитка) регистрационный №745»	72:23:0000000:13399	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Широтная	700	2700	0,030	надземная	-	700	2700	0,030	надземная	-	2026	2026	14 462,4	108,40	14 354,0	-	-	-	14 462,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14 462,4
3.1.17	Реконструкция технического устройства "Трубопровод тепловой сети по ул.Нагорная-тп3" на участке трубопровода тепловой сети от ТК 5К32А до 5К32А-3	72:23:0216003:1070	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Нагорная	150	46	0,440	канальная	-	150	46	0,440	канальная	-	2026	2026	41 896,2	837,92	41 058,2	-	-	-	41 896,2	-	-	-											41 896,2
3.1.18	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4П10 до 4К27 по ул.Самарцева в ППУ изоляции Ду 600	72:23:429001:10507	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Самарцева	600	1880	0,510	канальная	-	600	1880	0,510	канальная	-	2027	2027	98 905,1	489,08	98 416,0	-	-	-	-	98 905,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98 905,1
3.1.19	Реострукция тепловой сети (перемычки) между ответвлениями от ТК14К2-3,4 и ТК 5К21/1-1,2 от ТК 14К2-2В (ул.Седова,19) до ТК 5К21/1-20 (ул.Мурманская,35)	72:23:0218006:16270	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Седова-Мурманская	200	107	0,432	бесканальная	-	200	107	0,432	бесканальная	-	2027	2027	27 969,6	650,55	27 319,1	-	-	-	-	27 969,6	-	-		10,9									27 958,7
3.1.20	Реконструкция тепловых сетей от 14К6-5 до 14К6-11/1 по ул. Ялуторовская (ж.д.№33) 2Ду 400 мм	72:23:0216005:5859	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Ялуторовская	400 100	660 15,6	0,582 0,040	канальная бесканальная бесканальная	-	400 100	660 15,6	0,582 0,040	канальная бесканальная бесканальная	-	2027	2027	78 232,6	1 529,00	76 703,6	-	-	-	-	78 232,6	-	-		30,7									78 201,9
3.1.21	Реконструкция тепловых сетей от 14С14 до 14К6-1 ул.Грибоедова	72:23:0216005:5859	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Грибоедова	700 400	2700 660	0,116 0,180	канальная	-	700 400	2700 660	0,116 0,180	канальная	-	2027	2027	42 775,7	856,0	41 919,7	-	-	-	-	42 775,7	-	-		16,8									42 758,9
3.1.22	Реконструкция тепловых сетей от 14С14 до 14К4 ул.Грибоедова	72:23:0000000:12608	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Грибоедова	700	2700	0,700	канальная	-	700	2700	0,700	канальная	-	2027	2027	121 922,5	2 685,26	119 237,3	-	-	-	-	121 922,5	-	-		48,7									121 873,8
3.1.23	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 1П2 до 6К4 по ул. Энергетиков в ППУ изоляции Ду 500	72:23:0219003:7658	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Энергетиков	500	1200	0,820	канальная	-	500	1200	0,820	канальная	-	2028	2028	103 928,0	2 079,00	101 849,0	-	-	-	-	-	103 928,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103 928,0
3.1.24	Реконструкция участка тепловой сети от 5К5 до 5К7 по ул. Холодильная в ППУ изоляции Ду 400	72:23:0218006:20550	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Холодильная	400	660	1,042	канальная	-	400	660	1,042	канальная	-	2028	2028	112 642,1	2 252,84	110 389,3	-	-	-	-	-	112 642,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112 642,1
3.1.25	Реконструкция участка трубопровода тепловой сети от ТК 4К26Гдо 4К26В по ул.Самарцева-ул.Червишевский тракт в ППУ изоляции Ду 500	72:23:0428001:1415	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Самарцева-ул.Червишевский тракт	500	1200	0,220	канальная	-	500	1200	0,220	канальная	-	2028	2028	37 369,1	744,00	36 625,1	-	-	-	-	-	37 369,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37 369,1
3.1.26	Реконструкция тепловой сети по ул. Челюскинцев-Советская от 5К28-17, расположенной по ул.Советская до здания ул.Советская,19 (переключение на ТК3К-16В)	72:23:0217001:4973	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Челюскинцев-Советская (5К28-7/3 по ул.Советская до здания ул.Советская,19а)	-	-	-	бесканальная	-	50	2,45	0,110	бесканальная	-	2028	2028	6 498,1	780,21	5 717,9	-	-	-	-	-	6 498,1	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	6 495,8
3.1.27	Реконструкция тепловой сети: ЦТП№74 - Ц76-1 (ул.Моторостроителей,9)	72:23:0432001:6753	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Моторостроителей,9	200	107	0,298	бесканальная	-	200	107	0,298	бесканальная	-	2028	2028	22 075,2	441,44	21 633,7	-	-	-	-	-	22 075,2	-	-	8,7	-	-	-	-	-	-	-	-	22 066,5
3.1.28	Реконструкция тепловой сети по ул. Щербакова от тепловой камеры 3П7-1 до тепловой камеры 3П7-2	72:23:0102001:2412	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Щербакова, 86а	300	310	0,234	канальная	-	300	310	0,234	канальная	-	2024	2024	14 386,3	679,78	13 706,5	-	14 386,3	-	-	-	-	-	-	5,5	-	-	-	-	-	-	-	-	14 380,8
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей																	1 189 244,7	57 388,4	1 131 856,3	-	269 442,6	243 924,1	294 507,2	105 030,1	276 340,7	-	-	2 222,4	-	-	-	-	-	-	-	6 088,2	1 180 934,2
3.2.1	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Новопортовская, д.19 (котельная №4)	72:23:0538001:364	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Новопортовская, д.19	-	-	-	-	6,45	-	-	-	-	0,2	2026	2026	19 378,9	1 988,00	17 390,9	-	-	-	19 378,9	-	-	-	-	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	19 368,9
3.2.2	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г .Тюмень, ул. Ершова, 19 (котельная №19)	72:23:0112001:1295	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Ершова, 19	-	-	-	-	15,94	-	-	-	-	18,0	2024	2024	155 051,1	6 838,00	148 213,1	-	155 051,1	-	-	-	-	-	-	62,0	-	-	-	-	-	-	-	-	154 989,1
3.2.3	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г.Тюмень, ул. Судостроителей, д.6, стр.4 (3,3 Гкал/ч) (котельная №28)	72:23:0221002:5868	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Судостроителей, д.6, стр.4	-	-	-	-	8,64	-	-	-	-	3,3	2024	2024	45 030,2	5 092,45	39 937,7	-	45 030,2	-	-	-	-	-	-	18,0	-	-	-	-	-	-	-	-	45 012,2
3.2.4	Установка единой системы автоматизированной диспетчеризации муниципальных котельных №5;6;9;11;16;21;24;27;29;30;31;42 г. Тюмень	72:23:0537001:503, 72:23:0109001:2871, 72:23:0215002:1329, 72:23:0101001:3913, 72:23:0221004:4245, 72:23:0224001:1074, 72:23:0106002:998, 72:23:0104002:724, 72:23:0109001:1790, 72:23:0221004:560, 72:23:0225001:494, 72:23:0109001:3007	площадной	В помещении муниципальных котельных №5;6;9;11;16;21;24;27;29;30;31;42 г.Тюмень (подробное описание и место расположение приведено в пояснительной записке.	-	-	-	-		-	-	-	-		2024	2026	126 904,9	14 585,06	112 319,8	-	38 071,5	38 071,5	50 762,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126 904,9
3.2.5	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: г. Тюмень, ул. Бабарынка, 1 стр. 9	72:23:0214002:2277	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Бабарынка, 1 стр. 9	-	-	-	-	15,05	-	-	-	-	6,5	2025	2025	134 159,9	5 691,42	128 468,4	-	-	134 159,9	-	-	-	-	-	53,6	-	-	-	-	-	-	-	-	134 106,2
3.2.6	Модернизация тепловых павильонов АО «УТСК» 5П4 и 2П4	72:23:0216003:602 72:23:0219003:7580	площадной	тепловой павильон 5П4 в районе ул.Коммунистическая 2П4 в районе ул.Энергетиков,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2025	2025	1 294,8	300,00	994,8	-	-	1 294,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 294,8
3.2.7	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г.Тюмень, ул. Механизаторов, 7 (котельная №2)	72:23:0215002:957	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Механизаторов, 7	-	-	-	-	3,4	-	-	-	-	3,4	2025	2025	70 397,9	2 450,00	67 947,9	-	-	70 397,9	-	-	-	-	-	28,0	-	-	-	-	-	-	-	-	70 369,9
3.2.8	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г.Тюмень, ул. Комарова, 72 (8 Гкал/ч) (котельная №10)	72:23:0102003:3965	площадной	Тюменская область, п.Нефтяников, ул. Комарова, 72	-	-	-	-	12,0	-	-	-	-	8,0	2028	2028	114 829,9	2 296,00	112 533,9	-	-	-	-	-	114 829,9	-	-	46,0	-	-	-	-	-	-	-	-	114 783,9
3.2.9	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: г. Тюмень, ул. Кулибина, 108, стр. 1 (26,2 Гкал/ч) (котельная №20)	72:23:0112001:6151	площадной	Тюменская область, ул. Кулибина, 108 стр. 1	-	-	-	-	36,48	-	-	-	-	26,2	2026	2026	224 366,4	8 432,51	215 933,9	-	-	-	224 366,4	-	-	-	-	86,3	-	-	-	-	-	-	-	-	224 280,0
3.2.10	Реконструкция муниципальной котельной, №16 расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Вербная, 7 стр. 1	72:23:0221004:4245	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул. Вербная, 7 стр. 1	-	-	-	-	5,16	-	-	-	-	5,0	2027	2027	73 743,6	1 474,00	72 269,6	-	-	-	-	73 743,6	-	-	-	28,9	-	-	-	-	-	-	-	-	73 714,7

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (объектов)	Вид объекта	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики. Наименование и значение показателей. До реализации мероприятия. Теплоисточник. Тепловая сеть. Диаметр трубопроводов, мм	Теплоисточник. Тепловая сеть. Протяженность в двухтрубном исчислении, км	Теплоисточник. Тепловая сеть. Способ прокладки	Теплоисточник. Тепловая нагрузка, Гкал/ч	После реализации мероприятия. Теплоисточник. Тепловая сеть. Диаметр трубопроводов, мм	Теплоисточник. Тепловая сеть. Протяженность в двухтрубном исчислении, км	Теплоисточник. Тепловая сеть. Способ прокладки	Теплоисточник. Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год начала реализации	Год завершения реализации	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс.руб. без НДС. Плановые расходы. Всего	в том числе: ПИР	СМР	Профинансировано до 8	Финансирование, в т.ч. по годам. 2024	2025	2026	2027	2028	Остаток финансирования	Расшифровка источников финансирования инвестиционной программы, тыс.руб. без НДС. Амортизация (стр.1.1 ФП)	Прибыль, направленная на инвестиции (стр.12 ФП)	Средства, полученные за счет платы за технологическое присоединение (стр.1.2 ФП)	Прочие собственные средства (стр.1.4 ФП)	Экономия расходов (стр.1.5 ФП): в результате реализации мероприятий (ТП)	снижение/увеличение потерь в ТС (тепловой энергии и (или) энергоносителя)	резервного топлива на объектах генерации	Расходы на оплату лицензионных платежей по договору	Заемные собственные средства (стр.1.6ФП)	Привлеченные средства инвестиций по лизингу (стр.3 ФП)	Бюджетные средства на каждый частное центральное отопление по теплоснабжения с выделением средств, использованных на модернизацию и	Прочие источники финансирования (кредиты и займы) (стр.5 ФП)
1	2	3	4	5	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	8	9	10.1	10.2	10.3	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.9	10.8	11.1	11.2	11.3	11.4	11.5.1	11.5.2	11.6	11.7	11.8	11.9	11.10
3.2.11	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул Мулды-Нур Вахитова, д. 12а (котельная № 27)	72:23:0104002:724	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, ул Мулды-Нур Вахитова, д. 12а	-	-	-	-	1,0	-	-	-	-	1,0	2027	2027	31 286,5	536,90	30 749,6	-	-	-	-	31 286,5	-	-	-	30,7	-	-	-	-	-	-	-	-	31 255,8
3.2.12	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, д Мегелева, д 15(4,8 Гкал/ч) (котельная №31)	72:23:0000000:412	площадной	Тюменская область, ул Мегелева, 15	-	-	-	-	12,04	-	-	-	-	4,8	2028	2028	66 542,2	1 330,00	65 212,2	-	-	-	-	-	66 542,2	-	-	26,1	-	-	-	-	-	-	-	-	66 516,1
3.2.13	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, 2 км Старого Тобольского тракта 8, стр 32 (0,4 Гкал/ч) (котельная №39)	72:23:0225001:2048	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, 2-ой км Старо-Тобольского тракта, 8, стр 32	-	-	-	-	0,4	-	-	-	-	0,4	2028	2028	15 552,2	310,92	15 241,2	-	-	-	-	15 552,2	-	-	-	6,094	-	-	-	-	-	-	-	-	15 546,1
3.2.14	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, "Лесной" микрорайон, д 1а, стр 1(котельная №31)	72:23:0225001:494	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, "Лесной" микрорайон, д.1а, стр.1	-	-	-	-	5,2	-	-	-	-	5,2	2028	2028	79 416,4	1 586,77	77 829,6	-	-	-	-	79 416,4	-	-	-	77,752	-	-	-	-	-	-	-	-	79 338,7
3.2.15	Реконструкция муниципальной котельной, расположенной по адресу: Тюменская область, г.Тюмень, д Казарово, ул Казаровская, д 1 строение 1 (котельная №13)	72:23:0101003:3825	площадной	Тюменская область, г.Тюмень, д Казарово, ул Казаровская, д.1 строение 1	-	-	-	-	0,6	-	-	-	-	0,6	2024	2024	31 289,9	4 476,41	26 813,5	-	31 289,9	-	-	-	-	-	-	1 748,836	-	-	-	-	-	-	-	6 088,2	23 452,9
Всего по группе 3																	3 085 907,6	87 976,9	2 997 930,7	-	809 419,6	555 784,0	687 015,2	474 835,6	558 853,2	-	-	3 367,2	-	-	-	-	-	-	-	-	97 171,3	2 985 369,2
Группа 4. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по группе 4																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Группа 5. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения																																						
5.1. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж тепловых сетей																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.2. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по группе 5																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Группа 6. Мероприятия, предусматривающие капитальные вложения в объекты основных средств и нематериальные активы регулируемой организации, обусловленные необходимостью соблюдения регулируемыми организациями обязательных требований, установленных законодательством РФ и связанных с осуществлением деятельности в сфере теплоснабжения, включая мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррор защищенности объектов топливно-энергетического комплекса, безопасности критической инф.инфраструктуры																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по группе 6																	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО по программе																	10 109 143,2	175 483,2	9 933 660,0	0,0	1 402 011,6	2 225 133,8	2 378 847,6	2 893 601,3	1 209 548,9	0,0	300 000,0	788 273,4	2 296 093,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 022 312,3	97 171,3	3 605 292,5

Справочно: прочие мероприятия, реализуемые АО "УСТЭК" в целях реализации Актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тюмень на период 2023-2040 гг

	Реконструкция тепловых сетей с устройством ИТП по ул. Пражская, 49	-	линейный	Тюменская область, г.Тюмень, ул.Пражская	-	-	-	-	-	50	2,45	0,080	канальная	-	2024	2024	10 194,5	695,35	9 499,1
	Строительство наружных инженерных сетей тепло-, водо-, электроснабжения к объектам от ЦТП и реконструкция внутренних инженерных сетей тепло, водо-, электроснабжения с установкой автоматизированных тепловых пунктов	-	линейный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2024	2024	21 346,4	426,93	20 919,4
	Строительство наружных инженерных сетей тепло-, водо-, электроснабжения к объектам от ЦТП и реконструкция внутренних инженерных сетей тепло, водо-, электроснабжения с установкой автоматизированных тепловых пунктов	-	линейный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2025	2025	21 999,5	439,99	21 559,5
ИТОГО																	**53 540,3**	**1 562,3**	**51 978,1**

Генеральный директор АО «УСТЭК» **М.Ф. Царгасов**
М.П.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «УРАЛО-СИБИРСКАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ» РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ г. ТЮМЕНЬ ИНН 7203222093 ОГРН 1177232016510 АО «УСТЭК»

Форма № 3-ИП ТС

Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации мероприятий инвестиционной программы
АО «Урало-Сибирская теплоэнергетическая компания»

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Фактические значения 2022	Текущее значение	Плановые значения в т.ч. по годам реализации				
					2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя	кВтч/м3	0,15	0,18	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
2	Удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя	т.у.т/Гкал	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
3	Объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей	Гкал/ч	74,84	70,41	92,93	73,11	68,63	68,75	69,91
4	Процент износа объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации инвестиционной программы	%	27,8	27,8	27,5	26,9	26,6	26,4	26,1
5	Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	Гкал/год	1 044 410	1 050 825	1 050 562	1 050 825	1 063 223	1 070 289	1 083 036
		% от отпуска тепловой энергии в сеть	15,2%	15,9%	15,8%	15,3%	15,4%	15,5%	15,7%
6	Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	м3	3 303 022	3 716 170	3 716 170	3 716 170	3 844 535	3 908 528	4 023 675
	нормативные потери		2 401 765	2 401 765	2 401 425	2 401 765	2 530 130	2 594 122	2 709 270
7	Показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду	т/год							
7.1	Азот оксид (IV)	т/год	38,260	96,861	96,264	95,598	94,501	93,822	92,127
7.2	Азот оксид (II)	т/год	6,217	15,740	15,642	15,535	15,356	15,246	14,971
7.3	Углерод оксид	т/год	77,484	206,346	204,179	202,913	200,805	199,283	198,359
7.4	Бенз/а/пирен	т/год	0,000032	0,000148	0,000147	0,000146	0,000142	0,000140	0,000139

Генеральный директор АО «УСТЭК» _____ **М.Ф. Царгасов**

М.П.

Форма № 4-ИП ТС

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения
АО «Урало-Сибирская теплоэнергетическая компания»

№ п/п	Наименование объекта	Показатели надежности												Показатели энергетической эффективности																	
		Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей						Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности						Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии						Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети						Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям					
		Текущее значение	Плановое значение					Текущее значение	Плановое значение					Текущее значение	Плановое значение					Текущее значение	Плановое значение					Текущее значение	Плановое значение				
			2024	2025	2026	2027	2028		2024	2025	2026	2027	2028		2024	2025	2026	2027	2028		2024	2025	2026	2027	2028		2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1	Объекты в зоне действия котельных	4,61	4,61	4,61	4,60	4,61	4,61	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	3,41/4,81	3,40/4,81	3,41/4,81	3,41/4,81	3,41/4,81	3,41/4,81	104,38/147,26	104,12/147,26	104,38/147,26	104,38/147,26	104,38/147,26	104,38/147,26
2	Объекты в зоне действия ТЭЦ	4,03	4,04	4,03	4,04	4,02	4,04													2,97/11,19	2,97/11,18	2,91/10,98	2,92/11,26	2,88/11,21	2,92/11,55	946,44/3568,91	946,44/3568,91	946,44/3568,91	958,84/3697,27	965,90/3761,27	978,65/3876,41
3	Объекты в зоне действия ТЭЦ и котельных	4,11	4,12	4,11	4,12	4,10	4,12													3,01/10,63	3,00/10,63	2,95/10,44	2,96/10,71	2,92/10,68	2,96/10,99	1050,83/3716,17	1050,56/3716,17	1050,83/3716,17	1063,22/3844,54	1070,29/3908,53	1083,04/4023,68

Генеральный директор АО «УСТЭК» _____ **М.Ф. Царгасов**

М.П.

Форма № 5-ИП ТС

Финансовый план АО «Уралo-Сибирская Теплоэнергетическая компания» в сфере теплоснабжения на 2024 - 2028 годы

№ п/п	Источники финансирования	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс.руб. без НДС) (с использованием прогнозных индексов цен)							По мероприятиям, согласно формы №2-ИП ТС
		по видам деятельности	Всего	По годам реализации					
		вид деятельности		2024	2025	2026	2027	2028	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	**Собственные средства**	тепловая энергия в горячей воде, поставляемая потребителям города Тюмени АО "УСТЭК"	**3 384 367**	**595 448**	**711 835**	**860 138**	**704 023**	**512 923**	-
1.1	Амортизационные отчисления с выделением результатов переоценки основных средств и нематериальных активов		300 000	-	-	100 000	200 000	-	1.1.3, 1.1.4
1.2	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), финансируемые за счет нормативной прибыли, учитываемой в необходимой валовой выручке		788 273	192 992	337 660	257 285	169	167	1.1.2-1.1.4, 1.3.1-1.3.7, 1.4.1, 3.1.1, 3.1.4, 3.1.6, 3.1.7, 3.1.19-3.1.22, 3.1.26-3.1.28, 3.2.1-3.2.3, 3.2.5, 3.2.7-3.2.15
1.3	Экономия расходов		-	-	-	-	-	-	-
1.3.1	достигнутая в результате реализации мероприятий инвестиционной программы		-	-	-	-	-	-	-
1.3.2	связанная с сокращением потерь в тепловых сетях, сменой видов и (или) марки основного и (или) резервного топлива на источниках тепловой энергии, реализацией энергосервисного договора (контракта) в размере, определенном по решению регулируемой организации		-	-	-	-	-	-	-
1.4	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системам централизованного теплоснабжения		2 296 094	402 455	374 175	502 853	503 854	512 756	1.1.1
1.5	Расходы на уплату лизинговых платежей по договору финансовой аренды (лизинга)		-	-	-	-	-	-	-
2	**Иные собственные средства, за исключением средств, указанных в разделе 1**		-	-	-	-	-	-	-
3	**Средства, привлеченные на возвратной основе**		**3 022 312**	-	**819 805**	**802 775**	**1 399 733**	-	-
3.1	Кредиты		3 022 312	-	819 805	802 775	1 399 733	-	1.1.2-1.1.4, 1.3.2, 1.3.10, 1.4.1
3.2	Займы организаций		-	-	-	-	-	-	-
3.3	Прочие привлеченные средства		-	-	-	-	-	-	-
4	**Бюджетные средства** по каждой системе централизованного теплоснабжения с выделением расходов концедента на строительство, модернизацию и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения по каждой системе централизованного теплоснабжения при наличии таких расходов		**97 171**	97 171	-	-	-	-	-
5	**Прочие источники финансирования**		**3 605 292**	**709 393**	**693 493**	**715 935**	**789 846**	**696 626**	-
5.1	Амортизационные отчисления в составе арендной платы АО "УТСК"		1 813 317	345 227	313 155	350 612	412 445	391 879	1.3.8, 1.3.9, 1.3.11-1.3.13, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.5, 3.1.8-3.1.16, 3.1.18, 3.1.23-3.1.25, 3.2.6
5.2	Арендная плата за муниципальное имущество		1 791 975	364 166	380 338	365 323	377 401	304 747	1.3.3, 1.3.6, 1.3.7, 3.1.1, 3.1.4, 3.1.6, 3.1.17, 3.1.19-3.1.22, 3.1.26, 3.1.27, 3.1.28, 3.2.1-3.2.5, 3.2.7-3.2.15
	ИТОГО по программе		**10 109 142**	**1 402 012**	**2 225 134**	**2 378 848**	**2 893 601**	**1 209 549**	

Генеральный директор АО «УСТЭК» _____ **М.Ф. Царгасов**

М.П.

Приложение к
Форме № 5-ИП ТС

Учет расходов на реализацию Инвестиционной программы (в том числе в тарифе)

тыс. руб. (без НДС)

№, п/п	Наименование статьи расходов	2024 год		отклонение	2025 год		отклонение	2026 год		отклонение	2027 год		отклонение	2028 год		отклонение	Итого за период 2024-2028 г.г.		
		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе		стоимость мероприятий	планируется учесть в тарифе	
1.	**Расходы на капитальные вложения (инвестиции) без учета налога на прибыль и расходов на обслуживание займа (пп. с 1.1. по 1.5.1 (в части стоимости), по 1.5.2 (в части тарифа), в т.ч.:**	**999 556**	**1 167 800**	**168 244**	**1 850 959**	**1 087 916**	**- 763 043**	**1 875 994**	**1 065 795**	**- 810 199**	**2 389 747**	**1 162 429**	**- 1 227 318**	**696 793**	**1 106 156**	**409 363**	**7 813 049**	**6 382 511**	**- 1 430 539**
	за счет прочих источников финансирования, в т.ч.																		
1.1.	Арендная плата по сетям УТСК (амортизационные отчисления)	345 227	345 227	-	313 155	313 155	-	350 612	350 612	-	412 445	412 445	-	391 879	391 879	-	1 813 317	1 813 317	-
1.2.	Арендная плата ДИО, направляемая на инвестиции	364 166	364 166	-	380 338	380 338	-	365 323	365 323	-	377 401	377 401	-	304 747	304 747	-	1 791 975	1 791 975	-
1.3.	Бюджетное финансирование	97 171		- 97 171	-		-	-			-		-			-	97 171	-	- 97 171
	за счет собственных средств																		
1.4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции) - (прибыль на инвестиции)	192 992	192 992	-	337 660	337 660	-	257 285	257 285	-	169	169	-	167	167	-	788 273	788 273	-
1.4.2.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции) - (собственные средства), подлежащие учету при тарифном регулировании в последующие периоды регулирования			-			-			-			-			-	-	-	-
1.4.2.	Амортизационные отчисления в тарифе	-		-	-		-	100 000		- 100 000	200 000		- 200 000			-	300 000	-	- 300 000
	за счет заемных средств																		
1.5.	Привлеченные средства (займ)																		
1.5.1.	- потребность в займах текущего периода	-		-	819 805		- 819 805	802 775		- 802 775	1 399 733		- 1 399 733	-		-	3 022 312	-	
1.5.2.	погашение заемных средств	265 415	265 415	-	56 762	56 762	-	92 575	92 575	-	372 415	372 415	-	409 363	409 363	-	1 196 530	1 196 530	-
1.5.3.	- обслуживание заемных средств	10 704	10 704	-	86 579	86 579	-	167 847	167 847	-	285 629	285 629	-	241 657	241 657	-	792 415	792 415	-
	Нормативная прибыль всего для колонки "стоимость мероприятий" (пп.1.4.1.+1.5.1) для колонки "в т.ч. в тариф" (пп.1.4.1.+1.5.2+1.5.3)	192 992	469 111	-	1 157 466	481 001	-	1 060 060	517 707	-	1 399 901	658 213	-	167	651 186	-	3 810 586	2 777 218	- 1 033 368

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к инвестиционной программе Акционерного общества
«Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» в сфере теплоснабжения
города Тюмени на 2024-2028 годы.

Тюмень 2023

1. Правовое обоснование Инвестиционной программы

Инвестиционная программа АО «УСТЭК» в сфере теплоснабжения города Тюмени на 2024-2028 годы разработана в соответствии с:

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

– Правилами согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2014 № 410;

– Приказом Министерства строительства и ЖКХ от 16.02.2023 № 103/пр «Об утверждении формы инвестиционной программы организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения»;

– Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

– Актуализированной схемой теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тюмень на период 2023-2040 гг.(далее – схема теплоснабжения).

2. Цели и задачи Инвестиционной программы

Цель: комплексное обеспечение функционирования и развития системы теплоснабжения города Тюмени, повышение уровня ее надежности, пропускной способности и качества услуг для потребителей, обеспечение экологической безопасности.

Задачи:

1. Строительство новых тепловых сетей для обеспечения подключения новых потребителей;
2. Реконструкция и модернизация объектов системы теплоснабжения (с увеличением их пропускной способности) для обеспечения подключения новых потребителей;
3. Приведение качества услуг теплоснабжения в соответствии с действующими нормативными требованиями с одновременным снижением нерациональных затрат;
4. Повышение надежности и эффективности функционирования систем теплоснабжения;
5. Повышение экологической безопасности;
6. Внедрение инновационных технологий, модернизация, перевооружение систем, технологических процессов, оборудования и устройств с целью обслуживания систем теплоснабжения существующей и перспективной застройки города на современном уровне.

3. Описание мероприятий Инвестиционной программы

Мероприятия Инвестиционной программы разделены на 6 основных групп, в соответствии с Приказом Министерства строительства и ЖКХ от 16.02.2023 № 103/пр. Перечень мероприятий указан в форме № 2-ИП ТС настоящей Инвестиционной программы.

В результате реализации мероприятий Инвестиционной программы создается резерв пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающий подключение перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников централизованного теплоснабжения в количестве 373,33 Гкал/ч.

Источники финансирования Инвестиционной программы определены в форме № 5-ИП ТС настоящей Инвестиционной программы.

Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей.

Целью мероприятий, предлагаемых для реализации в указанной группе, является обеспечение подключения перспективной тепловой нагрузки, обеспечение

недискриминационного доступа к услугам в сфере теплоснабжения, соблюдение законодательства Российской Федерации о подключении к системам теплоснабжения.

На 2021-2024 годы распоряжением Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 27.10.2020 № 570/01-21 (далее – ДТиЦП ТО) установлена плата за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системе теплоснабжения АО «УСТЭК» объектов капитального строительства, подключаемая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч в размере 5 757,70 тыс.руб./Гкал/ч при наличии технической возможности подключения. На 2023-2024 годы распоряжением ДТиЦП ТО от 27.10.2022 №059/01-21 установлена плата за подключение для объектов капитального строительства заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч в размере 8 580,25 тыс.руб./Гкал/ч., при наличии технической возможности подключения.

На основании заявок на подключение объектов капитального строительства, поступивших в АО «УСТЭК» и данных о приростах тепловой нагрузки схемы теплоснабжения сформирован примерный перечень подключаемых объектов и мероприятий, реализация которых планируется в счет платы за подключение, устанавливаемой на единицу мощности подключаемой нагрузки. Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для обеспечения подключения объектов капитального строительства (п.1.1.1) определена расчетным путем исходя из величины ежегодного объема подключаемой нагрузки и платы за подключения на единицу мощности.

В случае поступления заявок на подключение в период действия Инвестиционной программы, техническая возможность подключения и необходимые мероприятия для обеспечения подключения будут определяться на основании гидравлических расчетов в программно-расчетном комплексе ZuluThermo.

При отсутствии в Инвестиционной программе мероприятий по снятию технических ограничений для обеспечения подключения объектов заявителей, выполнение данных мероприятий будет возможно осуществить после внесения необходимых изменений в схему теплоснабжения и в Инвестиционную программу либо за счет платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, соответствии с Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения утвержденных постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 № 2115.

Стоимость мероприятий определялась с учетом объема подключаемой нагрузки и платы за подключение.

В целях обеспечения подключения перспективной тепловой нагрузки в объеме 160,75 Гкал/ч схемой теплоснабжения предусмотрена реализация мероприятий по строительству 3 – го тепловывода от ТЭЦ-2. На 2024-2026 запланировано выполнение строительно - монтажных работ. Источник финансирования мероприятий – средства, привлеченные на возвратной основе (кредиты), амортизация, прибыль, направленная на инвестиции. Для целей определения возможной трассировки трубопровода 3 вывода, в Обществе, в рамках договора от 17.05.2022 № 0232 (далее – Договор), выполнена предпроектная проработка технических решений, определён «коридор» земельных участков для строительства трубопровода и уточнены технические характеристики (диаметр, протяженность).

В группе 1.3 предусмотрены мероприятия по увеличению пропускной способности существующих тепловых сетей в целях обеспечения подключения новых потребителей.

Пропускную способность тепловых сетей суммарной протяженностью 5,8 км в однотрубном исчислении планируется увеличить путем их реконструкции с увеличением диаметров.

В группе 1.4 предусмотрено мероприятие по реконструкции ПНС-1 с увеличением производительности с 5000 м3 до 7500 м³/ч.

Необходимость строительства 3–го тепловывода от ТЭЦ-2 и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров/производительности обоснована в схеме теплоснабжения.

Суммарная стоимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции или модернизации объектов в целях подключения потребителей, предусмотренная Инвестиционной программой, составляет 7 023 235,6 тыс. рублей без НДС.

Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) обеспечения возможности поставки энергии от разных источников.

Целью мероприятий, предлагаемых для реализации в указанной группе, является реконструкция сетей теплоснабжения и муниципальных котельных, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс.

Основной проблемой при эксплуатации тепловых сетей является их высокая повреждаемость, как следствие сверхнормативные потери тепловой энергии и теплоносителя, снижение качества теплоснабжения потребителей тепловой энергии, вынужденные отключения теплоснабжения, несчастные случаи на сетях теплоснабжения.

Мероприятиями группы 3 предлагается выполнить реконструкцию исчерпавших свой ресурс сетей теплоснабжения без изменения их основных характеристик (диаметр, протяженность) суммарной протяженностью 14,5 км в однотрубном исчислении.

Основными проблемами при эксплуатации существующих муниципальных котельных является:

- устаревшее, неэффективное оборудование;
- износ зданий котельных;
- высокая энергоемкость производства тепловой энергии, высокий уровень износа тепловых сетей от котельных;
- отсутствие средств телемеханики и автоматического регулирования технологических процессов расхода топлива, соблюдения гидравлического и температурного режимов.

Проведение реконструкции муниципальных котельных поможет комплексно решить указанные проблемы.

В период с 2024 по 2028 годы предлагается выполнить проектно-сметную документацию и строительно-монтажные работы по реконструкции следующих муниципальных котельных:

1. Котельной №13, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, д. Казарово, ул. Казаровская, д.1 строение 1;
2. Котельной №4, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Новопортовская, д.19;
3. Котельной №19, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Ершова, 19;
4. Котельной №28, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Судостроителей, д.6, стр.4;
5. Котельной №15, расположенной по адресу: г. Тюмень, ул. Бабарынка, 1 стр. 9»
6. Котельной №2, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Механизаторов, 7 (3 Гкал/ч) (котельная №2)
7. Котельной №10, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Комарова, 72;
8. Котельной, расположенной по адресу: г. Тюмень, ул. Кулибина, 108, стр. 1;
9. Котельной №16 расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Вербная, 7 стр. 1;
10. Котельной №27, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, ул. Муллы-Нур Вахитова, д.12а;

11. Котельной №3, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, д. Метелева, д.15;
12. Котельной №39, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, 2 км Старого Тобольского тракта 8, стр. 32;
13. Котельной №31, расположенной по адресу: Тюменская область, г. Тюмень, "Лесной" микрорайон, д.1а, стр.1;

В целях повышение экономической эффективности работы котельных, автоматизации производства и повышение уровня регулирования в 2024-2026 годах планируется установка единой системы автоматизированной диспетчеризации муниципальных котельных №5;6;9;11;16;21;24;27;29;30;31;42. Ниже перечислены котельные с указанием их места расположения:

1. Котельная № 5, расположенная по адресу: г. Тюмень, с. Утешево, ул. Школьная, д. 11, стр. 1;
2. Котельная № 6, расположенная по адресу: г. Тюмень, д. Воронина, ул. Береговая, д. 3, стр. 2;
3. Котельная № 9, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Авторемонтная 2, стр. 6;
4. Котельная № 1, расположенная по адресу: г. Тюмень, пр. Анатолия Щеткова, 13;
5. Котельная № 16, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Вербная, д.7 стр. 1 (п. Строителей);
6. Котельная № 21, расположенная по адресу: г. Тюмень, с. Антипино, ул. Водников, д. 28;
7. Котельная № 24, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Маршала Захарова, д. 5, стр. 1 (Мыс);
8. Котельная № 27, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Муллы-Нур Вахитова, д. 12а;
9. Котельная № 29, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Ангарская, д.18, стр. 2 (д/с 93);
10. Котельная № 30, расположенная по адресу: г. Тюмень, ул. Чекистов, 31а, стр. 1;
11. Котельная № 31, расположенная по адресу: г. Тюмень, «Лесной» микрорайон, д. 1а, стр. 1;
12. Котельная № 42, расположенная по адресу: г. Тюмень, пос. Верхний Бор, ГУП ТОС «Аграрник».

Суммарная стоимость реализации мероприятий группы 3 составляет 3 085 907,6 тыс. рублей без НДС.

4. Плановые значения показателей Инвестиционной программы

Для оценки эффективности реализации мероприятий Инвестиционной программы на весь период ее действия принимаются соответствующие плановые показатели, в том числе и показатели надежности и энергетической эффективности.

В результате реализации мероприятий Инвестиционной программы планируется изменение следующих показателей:

- Удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя;
- Удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя;
- Объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей;
- Процент износа объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации инвестиционной программы;
- Потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям;

- Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям;
- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;
- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности;
- Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии;
- Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
- Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям.

Плановые значения показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации мероприятий инвестиционной программы, приведены в форме № 3-ИП ТС. Фактические значения целевых показателей приведены за 2022 год.

Плановые показатели надежности в результате технологических нарушений на 1 км тепловых сетей на 2024 - 2028 годы рассчитаны на основании фактических значений предыдущих лет.

5. Обоснование стоимости мероприятий Инвестиционной программы

Расчет расходов на выполнение мероприятий Инвестиционной программы по каждой группе проведен на основании:

- заключенных договоров на разработку проектно-сметной документации;
- разработанной проектно-сметной документации;
- укрупненных сметных нормативов для объектов непроизводственного назначения и инженерной инфраструктуры

По экспертной оценке, проводимых работ по разработке ПСД их стоимость составила от 1% до 5% от выполняемых впоследствии СМР соответствующих проектируемых объектов. Таким образом, для расчета ПСД по отдельным мероприятиям расходы приняты в размере от 2% до 4% от стоимости СМР.

Величина расходов на облуживание заемных средств за 2024 год определена по ключевой процентной ставке Центрального банка Российской Федерации (ЦБ) на 16.08.2023 +3% пункта (12%+3%=15%), за 2025-2028 годы определена по ключевой процентной ставке Центрального банка Российской Федерации по состоянию на 31.03.2023 +3,5 % пункта (7,5%+3,5%=11%).

В соответствии с п.3.6 договора аренды тепловых сетей и иного имущества с АО «УТСК» от 24.10.2017 г. №3442 (далее – Договор) предусмотрено, что в случае превышение стоимости мероприятий, выполняемым за счет арендной платы по Договору над размером части годовой арендной платы за соответствующий календарный год, АО «УТСК» предоставляется отсрочка по возмещению суммы превышения сроком на один год, то есть до 31 января года, следующего за годом возмещения затрат. Договором также предусматривается, что стоимость произведенных отделимых и неотделимых улучшений недвижимого имущества подлежит возмещению со стороны АО «УТСК» в размере, не превышающем сумму амортизации всего арендованного Имущества, учитываемую в составе арендной платы по Договору, за весь период действия Договора. Превышение стоимости мероприятий за счет арендной платы по Договору в 2024 г. планируется компенсировать за счет не полного освоения арендной платы в 2018-2023 гг. (см. таблицу1).

Таблица 1: Освоение арендной платы по Договору в 2018-2024 гг. (млн. руб. без НДС).

Источники финансирования	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2018-2024
УТСК	**Факт/Прогноз**							**Всего**
Освоение по договору аренды с УТСК	**210**	**263**	**313**	**299**	**312**	**300**	**345**	**3511**
СПРАВОЧНО: сумма амортизации по договору аренды с УТСК	236	273	286	309	307	316	330	**3511**
отклонения	**-27**	**-10**	**28**	**-10**	**5**	**-15**	**15**	**-**

Генеральный директор АО «УСТЭК» **М.Ф. Царгасов**

ООО «Предприятие группы «Городской центр экспертиз»-
«Городской центр экспертиз-энергетика»

Название организации - разработчика

«УТВЕРЖДАЮ»	«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор ООО «ГЦЭ-энерго»	Технический директор АО «УСТЭК»
_____ Павлюченков И.Ю.	_____ Божуков П.В.
м.п.	м.п.
«____» _____ 2019 г.	«____» _____ 2019 г.

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «УСТЭК»

наименование работы и обследуемого объекта
к Договору №0171 от 27 марта 2019 г.

Санкт-Петербург
2019

АННОТАЦИЯ

Настоящая работа выполнена в соответствии с Договором № 0171 от 27 марта 2019 г. между ООО «Предприятие группы «Городской центр экспертиз» - «Городской центр экспертиз – энергетика» (ООО «ГЦЭ-Энерго») и Акционерным Обществом «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» (АО «УСТЭК»).

Отчетная документация по работе состоит из 3-х томов:

1-й том – Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «УСТЭК»;

2-й том – Отчет о проведении энергетического обследования АО «УСТЭК»;

3-й том – Энергетический паспорт АО «УСТЭК», оформленный в соответствии с требованиями Приказа Министерства энергетики РФ № 400 от 30.06.2014г.

Разработанные мероприятия, приведенные в 1-ом Томе Отчетной документации, явились следствием проведенного анализа отчетной документации, результатов инструментальных измерений, приведенных во 2-м Томе - Отчете о проведении энергетического обследования АО «УСТЭК».

В настоящем документе представлена Программа энергосбережения АО «УСТЭК».

Состав исполнителей от ООО «ГЦЭ-Энерго»:

Тарасовский В.Г. – технический директор, к.т.н.	Научное и организационное руководство работой.
Тулиев Д.В. – руководитель департамента	Участие в систематизации и обработке информации, оформление выводов и предложений, составление и оформление отчётной технической документации
Пестовский А.С. – руководитель отдела	Документальное и инструментальное обследование объектов, участие в систематизации и обработке информации, оформление выводов и предложений, составление и оформление отчётной технической документации
Морщинкина Е.А. – инженер-теплоэнергетик	Документальное обследование объектов, участие в систематизации и обработке информации, оформление выводов и предложений.
Сокур М.Т. – инженер-электрик	Документальное и инструментальное обследование объектов, участие в систематизации и обработке информации, оформление выводов и предложений.

СОДЕРЖАНИЕ

1 СВЕДЕНИЯ О ПРОГРАММЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ 4
2 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ 5
2.1 Основные виды деятельности организации 5
2.2 Сведения о потреблении энергетических ресурсов 6
2.2.1 Анализ потребления котельного топлива 9
2.2.2 Анализ выработки и потребления тепловой энергии 10
2.2.3 Анализ потребления электроэнергии 13
2.2.4 Анализ потребления холодной воды 15
3 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ УЧЕТА 16
3.1 Система учета котельно-печного топлива 17
3.2 Система учета электроэнергии 17
3.3 Система учета тепловой энергии 18
3.4 Система учета холодной воды 19
4 АНАЛИЗ ДОГОВОРОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ 20
5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 21
5.1.1 Анализ эксплуатационной документации 21
5.1.2 Анализ результатов испытаний тепловых сетей на тепловые потери 23
5.1.3 Анализ ЭХ систем транспорта тепловой энергии 24
5.1.4 Анализ сравнения фактических и нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях 27
5.1.5 Анализ сравнения фактических и нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях 28
5.1.6 Анализ температурного режима работы тепловых сетей 31
6 АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 36
7 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ 45
8 ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ 48
8.1 Модернизация существующей системы освещения 51
8.2 Модернизация котельных путем подключения погодозависимой автоматики с каскадным регулированием тепловой мощности 70
8.3 Установка блочно-модульной котельной взамен котельной №4 76
8.4 Установка блочно-модульной котельной взамен котельной №13 78
8.5 Перевод системы теплоснабжения котельной №22 на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ80
8.6 Перевод системы теплоснабжения котельной №28 на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ81
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 85
ПРИЛОЖЕНИЯ 87

1 СВЕДЕНИЯ О ПРОГРАММЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Наименование программы	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности Акционерного общества "Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания" на 2020-2024 годы
Должность, подпись, фамилия, имя, отчество, должностного лица, согласовавшего программу	Генеральный директор АО «УСТЭК» Царгасов М.Ф.
Должность, подпись, фамилия, имя, отчество, должностного лица, согласовавшего программу	Технический директор АО «УСТЭК» Божуков П.В.
Нормативно-правовые акты, на основании которых разработана настоящая Программа	1. Федеральный закон РФ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». 2. Приказ Министерства экономического развития РФ от 17.02.2010 г. № 61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности». 3. Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 №340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» в редакции от 27.09.2016. 4. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2014 №398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства, и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации» 5. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2014 №401 (ред. от 11.12.2015) «Об утверждении порядка представления информации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». 6.Приказ Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 14 марта 2018 года «Об установлении требований к программам в области

	энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения».

2 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ

АО «Урало-Сибирская Теплоэнергетическая компания» (УСТЭК) образовано в 2017 году, является совместным предприятием ООО «Корпорация СТС» и ПАО «Фортум». Статус единой теплоснабжающей организации (ЕТО) для потребителей тепловой энергии в городе Тюмени присвоен приказом Министерства энергетики РФ№ 1186 от 18.12.2017 года.

Место нахождения Общества: Российская Федерация, Тюменская область, г.Тюмень.

Адрес Общества: 625023, Российская Федерация, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Одесская, д.5.

2.1 Основные виды деятельности организации

Предприятие осуществляет следующие функции:

– производство тепловой энергии на собственных и взятых в аренду котельных;

– обеспечение надёжного и бесперебойного теплоснабжения потребителей в г.Тюмень в соответствии с задаваемыми режимами;

– организация сбыта тепловой энергии потребителям в вышеуказанных населенных пунктах.

Для обеспечения производственно-хозяйственных нужд предприятие потребляет следующие виды энергоресурсов:

– электроэнергия, которая используется для обеспечения работы технологического и вспомогательного оборудования;

– котельное топливо (природный газ), которое используются для выработки тепловой энергии на котельных предприятия;

– моторные топлива (дизельное топливо, бензин), использующиеся автотранспортом предприятия;

– холодная вода, которая используется в качестве теплоносителя в тепловых сетях предприятия, а также на хозяйственно-бытовые нужды.

В эксплуатации АО «УСТЭК» на правах аренды находятся котельные, а также тепловые сети, в состав которых входят центральные тепловые пункты и повысительные насосные станции (далее – ЦТП и ПНС).

Распределение указанных объектов на начало базового 2018 года, по территориальному признаку, отражено в таблице 1.

Таблица 1 - Распределение котельных, ЦТП и ИТП по предприятию на 2018 год

Объект	Кол-во, шт.
Котельные,	44
ЦТП	182
ПНС	5
Предприятие АО «УСТЭК» начало свою эксплуатацию с 01.07.2017 г.	

Всего в предприятии, на 2018 год насчитывалось 44 котельных, 182 ЦТП, 5 ПНС. Общая протяженность водяных тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 835км.

2.2 Сведения о потреблении энергетических ресурсов

Сведения об объемах потребления ТЭР АО «УСТЭК» на производственно-хозяйственных нужды за 2017-2018 годы приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Сведения об объемах потребления ТЭР на производственно-хозяйственных нужды

Потреблённые энергетические ресурсы	Ед. Изм.	2017*	2018
Природный газ	тыс.куб.м	67686,2	67138,7
Электрическая энергия	кВтч	47 674 573	42814,539
Тепловая энергия	Гкал	5473,812	7197,622
Дизельное топливо	куб.м	204,4	223,8
Бензин	т н.т.	62,2	51,7
Вода	куб.м	173226,32	273117,35

* данные приведены с учетом показателей АО «УТСК» и АО «Тепло Тюмени» в целом за 2017 год.

Динамика изменения объемов потребления ТЭР на производственные и хозяйственные нужды представлена на рисунке 1.

Рисунок 1 - Динамика изменения объемов потребления ТЭР на производственные и хозяйственные нужды в т у.т.

На рисунке 2 приведено долевое распределение потребляемых энергоресурсов в т у. т.

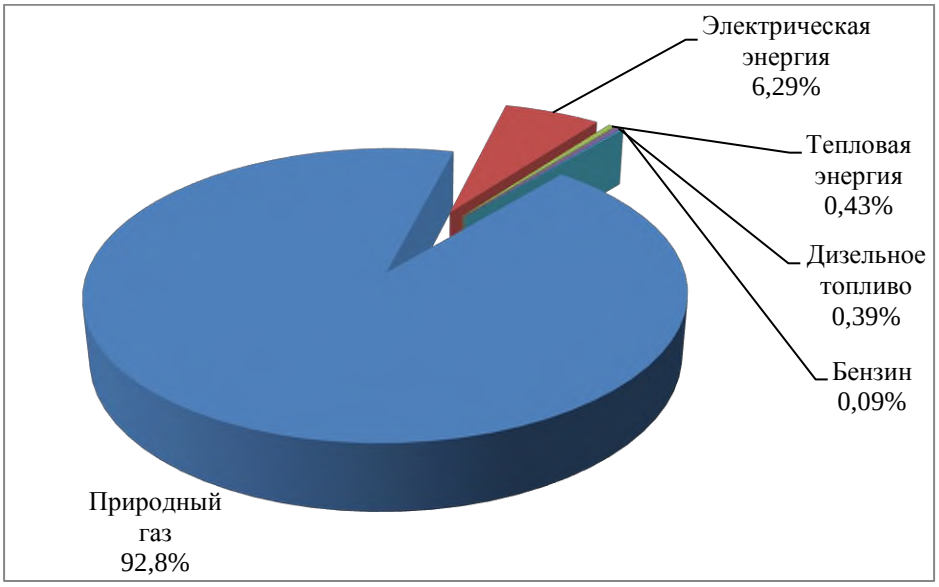

Рисунок 2 - Долевое распределение потребляемых энергоресурсов в т у. т за 2018 год

Из представленных данных видно, что наибольшая доля (около 93,0%) приходится на котельно-печное топливо в виде природного газа.

В таблице 3 представлены затраты на потребленные энергоресурсы за 2017-2018 гг.

Таблица 3 - Затраты на потребленные энергоресурсы в 2017-2018 гг.

Потреблённые энергетические ресурсы	Ед. Изм.	2017	2018
Природный газ	тыс.руб.	284479	290965
Электрическая энергия	тыс.руб.	190035	181847
Тепловая энергия	тыс.руб.	2993	4086
Дизельное топливо	тыс.руб.	7725	7522
Бензин	тыс.руб.	2126	2368
Вода	тыс.руб.	7320	7959
Итого (без учета воды)	тыс.руб.	487359	486787

Динамика изменения затрат на потребленные энергоресурсы представлена на рисунке 3. Долевое распределение потребленных за 2018 год энергоресурсов в денежном выражении представлено на рисунке 4.

Рисунок 3 - Динамика изменения затрат на потребленные энергоресурсы за 2017–2018 гг.

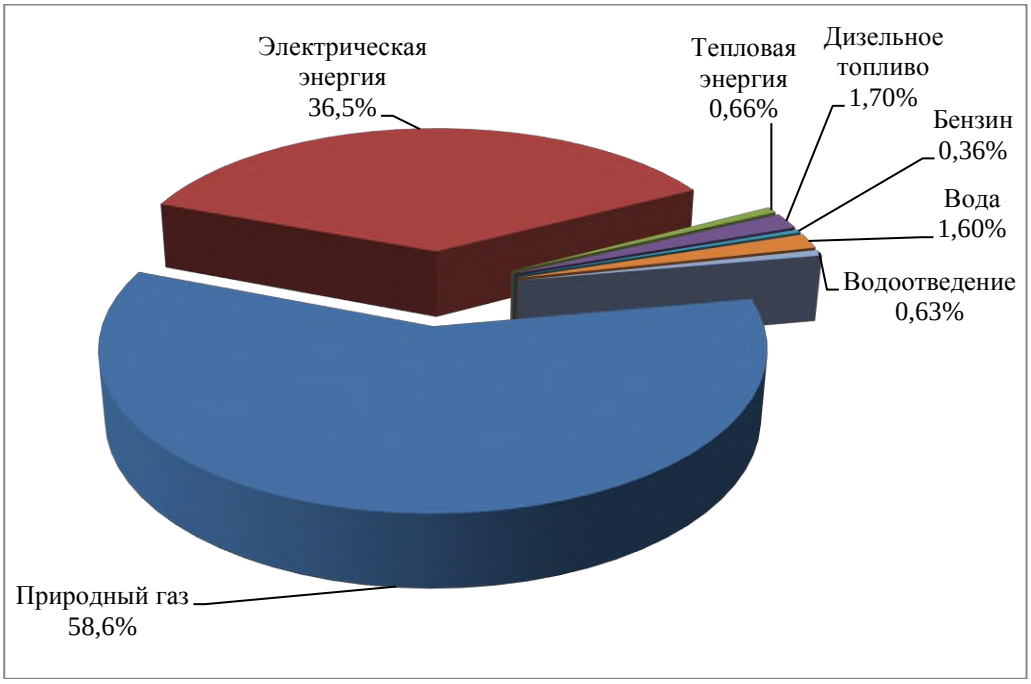

Рисунок 4 - Долевое распределение потребленных за 2018 год энергоресурсов в денежном выражении

Представленные данные показывают:

– за 2018 год больше всего средств было затрачено на закупку природного газа (58,6%) и электрическую энергию, доля которой составляет 36,5%;

– доля затрат на прочие (вода) энергоресурсы незначительна и составляет менее 5 %.

2.2.1 Анализ потребления котельного топлива

В таблице 4 представлены сведения об объемах потребления котельного топлива за 2014-2018 гг.

Таблица 4 - Объемы потребления котельного топлива за 2014-2018 гг.

Потреблённые энергетические ресурсы	Ед. Изм.	2014	2015	2016	2017	2018
Природный газ	тыс.куб.м	64802,089	61629,8	63507,2	67686,2	67138,7

Всего за 2018 год котельные предприятия потребили 78110 тонн условного топлива. Единственным топливом, используемом на котельных, является природный газ. Резервное топливо отсутствует.

Динамика помесячного потребления котельных топлив за 2018 год представлено на рисунке 5.

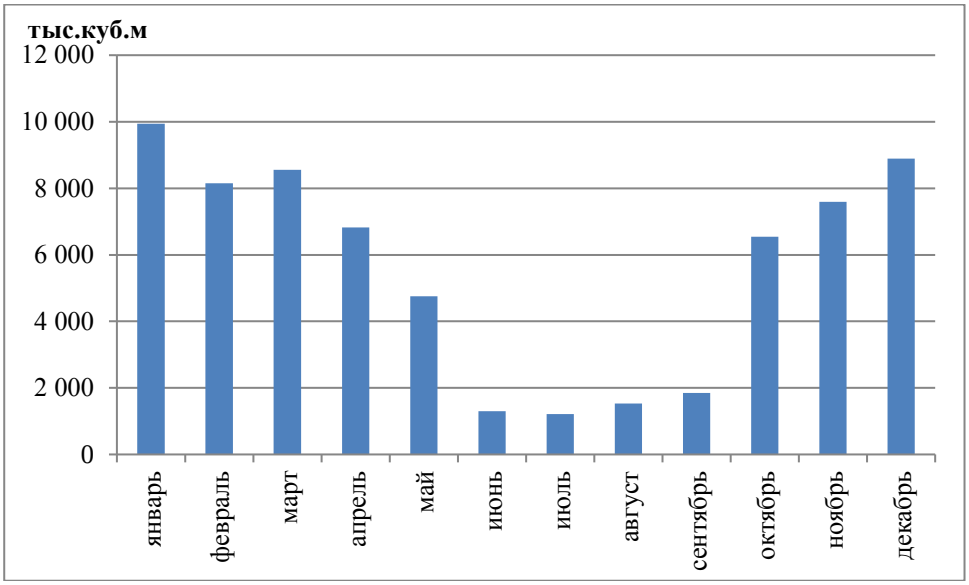

Рисунок 5 - Динамика помесячного потребления котельных топлива за 2018 год

Анализ представленных данных показывает, что:

– характер потребления котельных топлив имеет четко выраженную сезонную зависимость, что связано с остановом большинства котлов, работающих на отопление, в летний период и увеличением потребления тепловой энергии потребителями в зимний период;

– максимум потребления приходится на январь (9937 тыс.куб.м), минимум – на июль (1209 тыс. куб.м);

– среднемесячное значение потребления котельного топлива составляет 5594,89 тыс. куб.м. Отклонение от среднего значения достигает 177 % (в январе).

2.2.2 Анализ выработки и потребления тепловой энергии

Всю тепловую энергию можно разделить на две части:

1. Покупная. От стороннего источника: ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;

2. Собственная. От котельных, работающих на природном газе.

В ходе проведения работы были собраны данные о выработке и потреблении тепловой энергии предприятием за период 2015 - 2018 гг., которые представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Данные по выработке и потреблению тепловой энергии за 2015-2018 гг. в Гкал

Источник	2015	2016	2017	2018
Сторонний источник (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2)	5674294,9	5905735,1	6163166,2	6 456 087,73
Собственное производство (муниципальные котельные)	438407,9	446729,8	482297,8	478208,1
Всего	6112702,8	6352464,9	6645464,0	6 934 295,8

Суммарное потребление тепловой энергии за базовый 2018 год составило 6934295,8 Гкал.

Распределение тепловой энергии по видам источников за 2018 год представлено на рисунке 6.

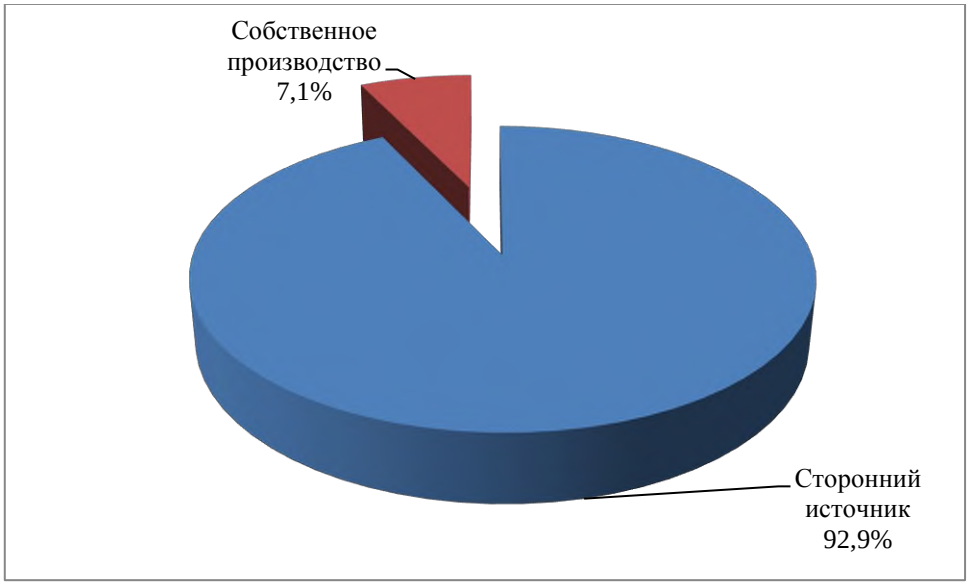

Рисунок 6 - Распределение тепловой энергии по видам источников за 2018г.,%

Основными поставщиками тепловой энергии на предприятии являются ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, их доля в общем балансе составляет 92,9%.

Ниже приведены данные динамики выработки тепловой энергии котельными за 12 месяцев 2018 года.

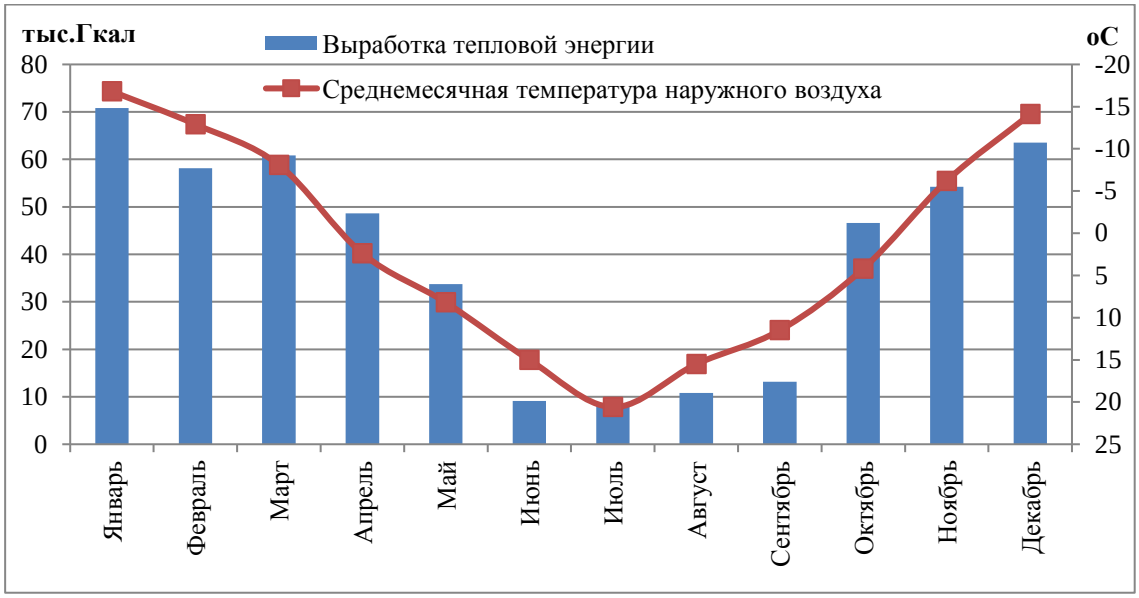

Рисунок 7 - Динамика выработки тепловой энергии котельными в 2018 году

Анализ представленных данных показывает:

– динамика выработки тепловой энергии имеет сезонную зависимость;

– пик выработки приходится на январь месяц, выработка составила 70836 Гкал.

На рисунке 8 представлено долевое распределение объемов выработки тепловой энергии по статьям расходов за 2018 год: собственные нужды, потери в тепловых сетях и полезный отпуск (отпуск потребителям).

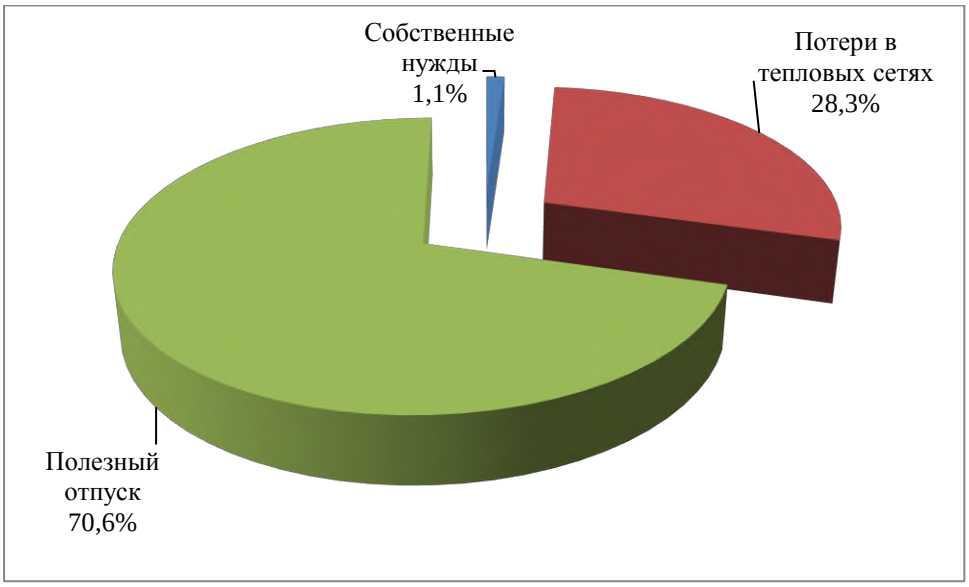

Рисунок 8 - Долевое распределение объемов выработки тепловой энергии по статьям расходов за 2018 год

Как видно из рисунка, более 70,6 % объемов выработки составляет полезный отпуск тепловой энергии. На долю потерь в тепловых сетях приходится 28,3%. Данный показатель значительно выше нормативного значения, который равен 86,4 тыс.Гкал, или 18,0 %. Значительные потери в тепловых сетях обусловлены несанкционированным

отбором теплофикационной воды на нужды ГВС «частного сектора».

2.2.3 Анализ потребления электроэнергии

Для анализа объемов потребления электрической энергии АО «УСТЭК» были проанализированы отчетные данные, предоставленные персоналом организации. На рисунке 9 представлено долевое распределение объемов потребления электроэнергии между поставщиками электрической энергии на нужды котельных.

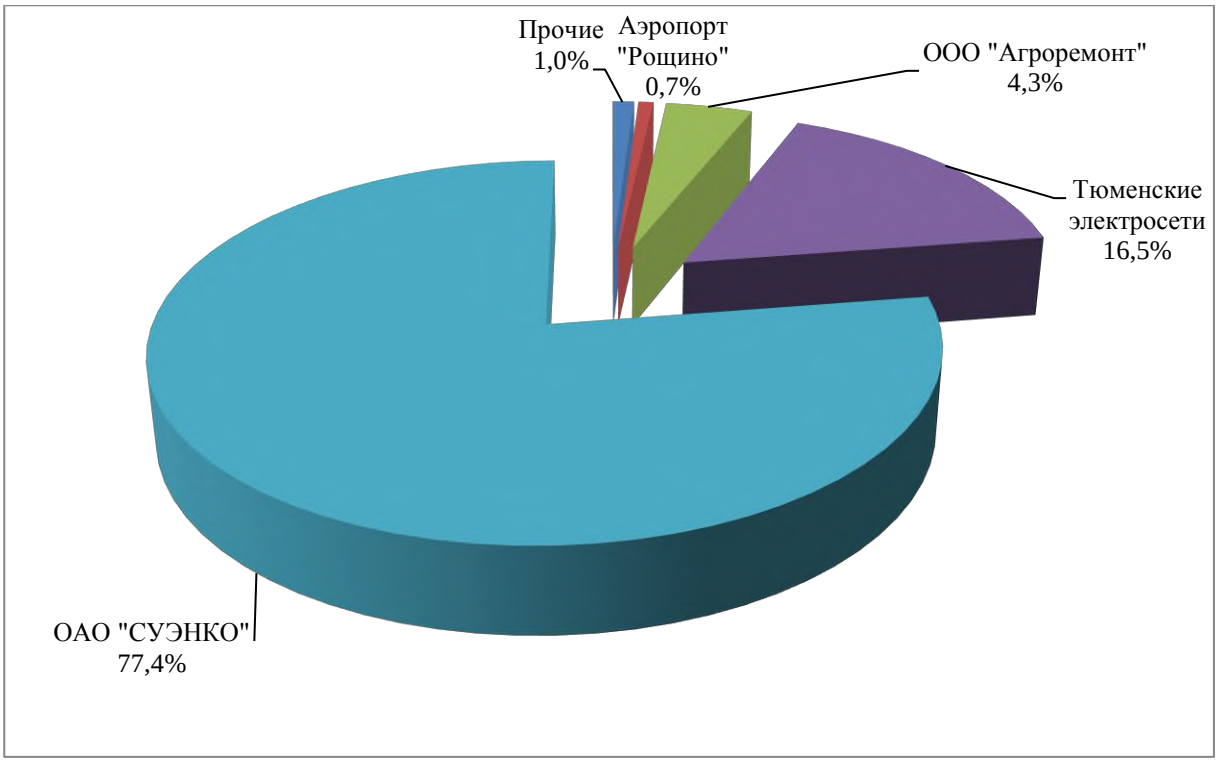

Рисунок 9 - Долевое распределение потребленной мощности за 2018 год

Из представленной диаграммы видно, что наибольшую часть электроэнергии (77,4%) поставляет ОАО «СУЭНКО» в г.Тюмень.

Ниже приведены данные по динамике потребления электрической энергии за 12 месяцев 2018 года.

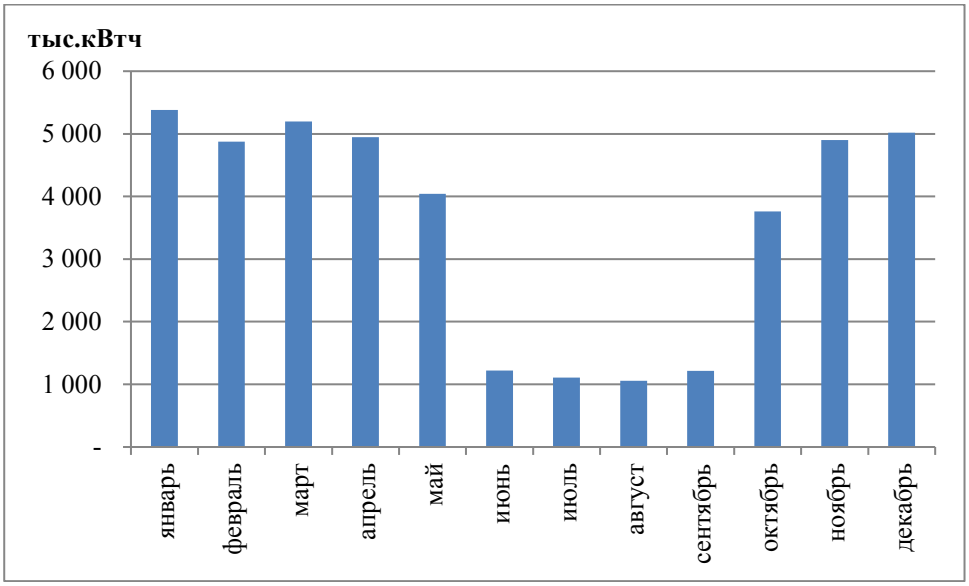

Рисунок 10 - Динамика потребления электрической энергии в 2018 году

На рисунке 11 представлено долевое распределение объемов потребления электроэнергии по статьям расходов за 2018 год.

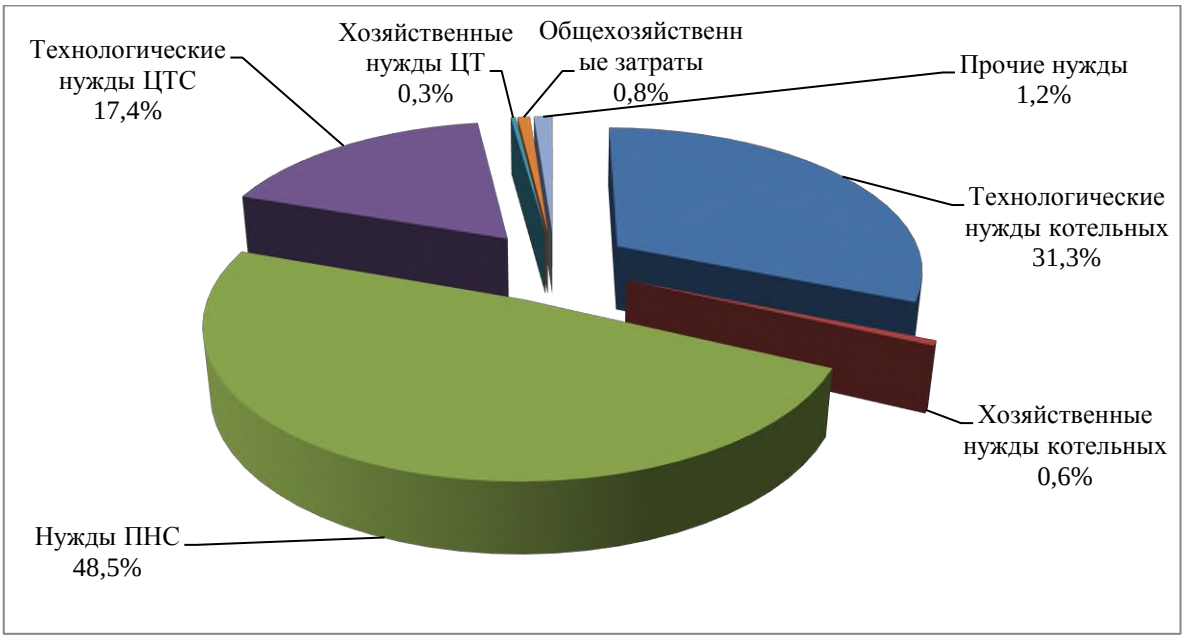

Рисунок 11 - Долевое распределение объемов потребления электроэнергии по статьям расходов за 2018 год

Анализ представленных данных показывает:

– среднемесячная величина потребления электрической энергии за 2018 год составила 3559,9тыс. кВт·ч;

– пик потребления приходится на январь – 5,38 млн. кВт·ч, минимум приходится на август – 1,05млн. кВт·ч;

– график потребления электрической энергии неравномерный. Ярко выражена сезонная зависимость потребления электроэнергии, что связано с отключением большинства электропотребляющего оборудования в летний период;

– наиболее энергоемким является оборудование ПНС, расположенное в г. Тюмень, в среднем на него приходится 48,5% общего количества потребленной электроэнергии.

2.2.4 Анализ потребления холодной воды

В ходе проведения энергетического обследования были проанализированы отчетные данные по потреблению холодной воды за 2018 год.

Ниже на рисунке 12 представлена гистограмма потребления воды за 2018 год с разбивкой по статьям расхода.

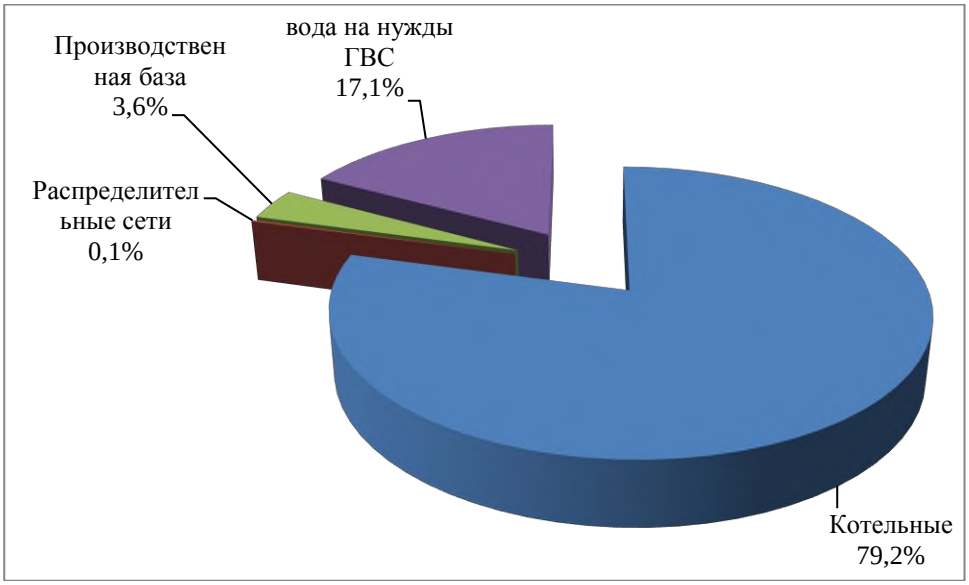

Рисунок 12 - Потребление холодной воды по статьям расхода в 2018 году

Как видно из диаграммы, больше всего воды (79,2%) потребляется котельными, расположенными в г. Тюмень. Потребление на другие нужды составляет менее 21%.

Потребляемая холодная вода идет на питание систем ГВС, подпитку систем отопления и циркуляционных контуров котлов, а также на хозяйственно-бытовые нужды.

Ниже приведены данные по динамике потребления холодной воды за 12 месяцев 2018 года.

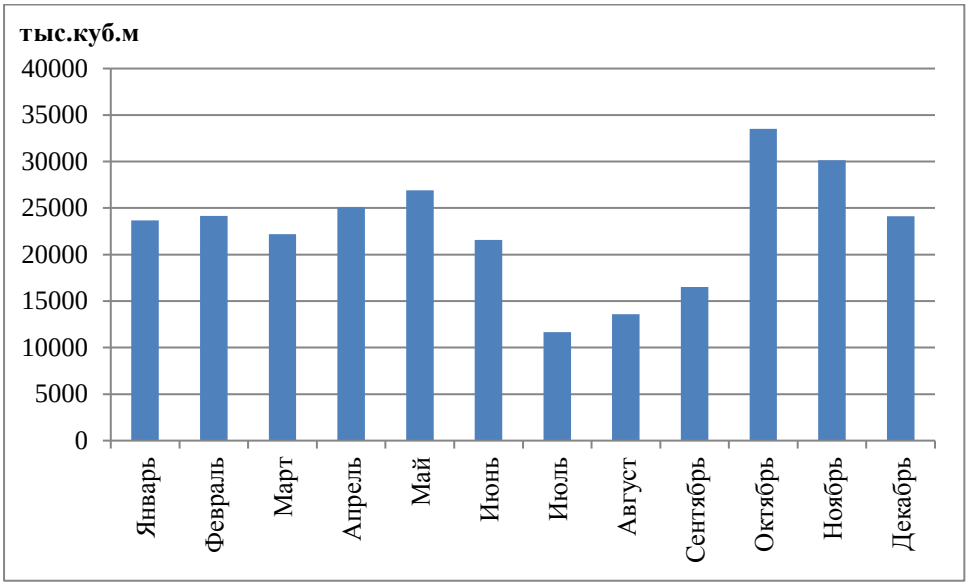

Рисунок 13 - Динамика потребления холодной воды в 2018 году

Анализ представленных данных показывает:

– средняя месячная величина потребления электрической энергии за 2018 год составила 22,7 тыс.м^3, амплитуда колебаний от среднего значения достигает 47%;

– пик потребления приходится на октябрь – 35 тыс.м^3, минимум приходится на июль– 11,6 тыс. м^3.

– график потребления воды неравномерный. Ярко выражена сезонная зависимость потребления воды. Рост в октябре связан с началом отопительного периода и заполнением трубопроводов.

3 Анализ системы учета

Снабжение топливно-энергетическими ресурсами (далее - ТЭР) и водой котельных предприятия осуществляется сторонними энергоснабжающими организациями на основании договоров. Для учёта потребления ТЭР и воды на источниках теплоснабжения оборудованы коммерческие узлы учёта следующих ресурсов:

- природного газа;
- электрической энергии;
- тепловой энергии;
- воды.

3.1 Система учета котельно-печного топлива

Количество поставляемого природного газа определяется по показаниям узлов учета, установленных на границе балансовой принадлежности газопроводов.

Всего на балансе предприятия находятся 46 приборов учета природного газа. Приборы с нарушенным сроком поверки отсутствуют. На рисунке 14 приведено долевое распределение установленных приборов учета природного газа по типам.

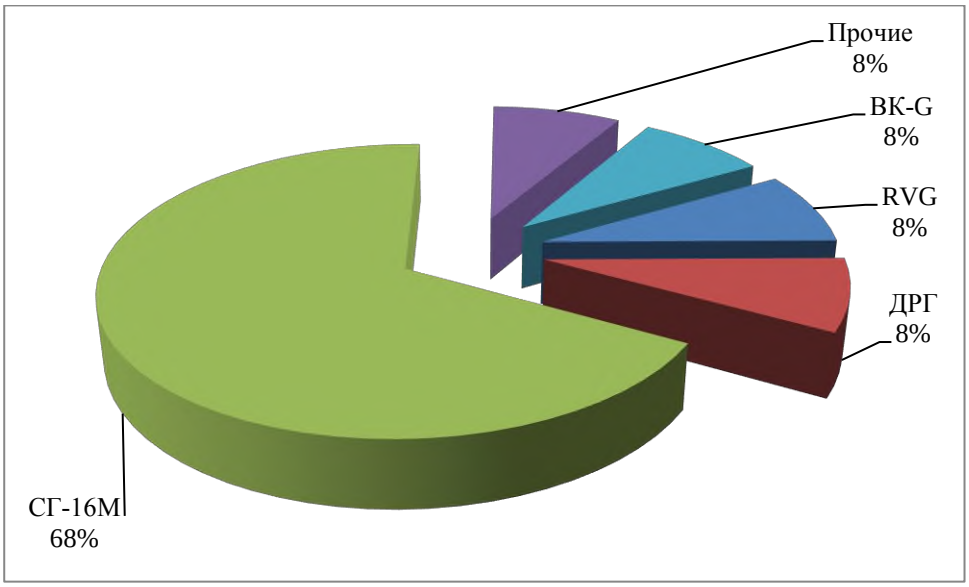

Рисунок 14 - Долевое распределение установленных приборов учета природного газа по типам

Как видно из диаграммы больше всего установлено приборов учета типов СГ-16М (и их модификаций) – 68%. Они имеют класс точности 5. Требования нормативно-технической документации по классу точности соблюдены для всех установленных приборов учета.

3.2 Система учета электроэнергии

Расчеты с энергоснабжающими организациями за потребленную электрическую энергию осуществляются согласно показаниям приборов учета.

Сбор данных по учету электроэнергии и обработка производится службой электроснабжения предприятия.

Всего на балансе предприятия находятся 460 прибора учета электроэнергии. Приборы с нарушенным сроком поверки отсутствуют. На рисунке 15 приведено разделение счетчиков по типам.

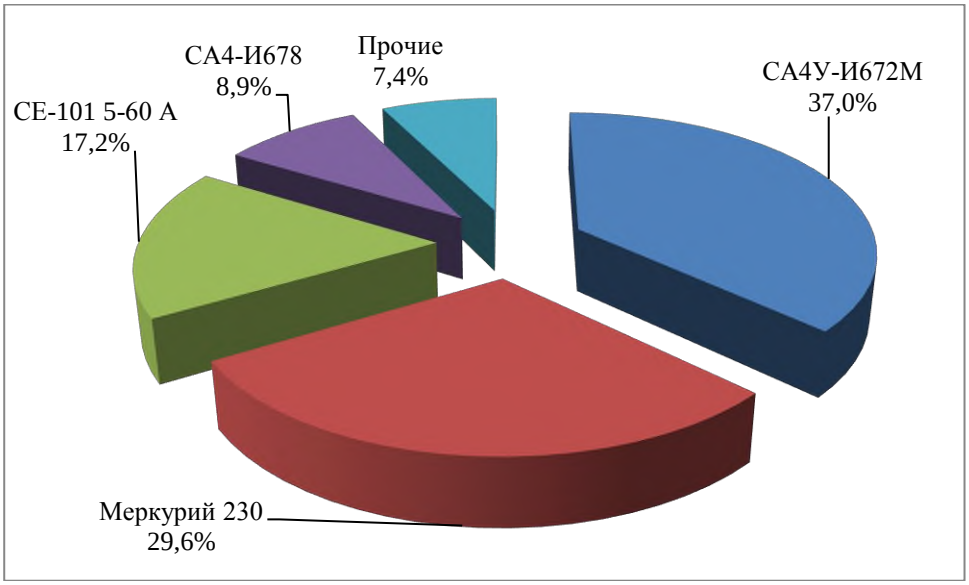

Рисунок 15 - Распределение установленных приборов учета электроэнергии по типам

Как видно из диаграммы больше всего установлено приборов учета типов Меркурий 230 AM, AR, ART (72%) и ЦЭ6803 В, ВМ (15%). Они имеют классы точности 0,5 и 2,0 соответственно. Требования нормативно-технической документации по классу точности соблюдены для всех установленных приборов учета.

В качестве рекомендации для повышения точности расчетов необходимо внедрить автоматизированную систему учета электрической энергии.

3.3 Система учета тепловой энергии

Для учета тепловой энергии на магистральных тепловых сетях установлены 173 прибора учета, из которых: 36 тепловычислителей марки ВЗЛЕТ ТСРВ и 137 тепловычислителей марки ТЭКОН-19-05М.

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ и ТЭКОН-19-05М предназначены для измерения и учета тепловой энергии и количества теплоносителя в закрытых и открытых водяных системах теплоснабжения. Тепловычислитель рассчитан для работы в составе теплосчетчиков, обслуживающих два теплообменных контура (тепловых ввода), в каждом из которых могут быть установлены три датчика объема, три датчика температуры и два датчика давления.

Приборы учета установлены на разных объектах. Распределение приборов учета тепловой энергии по месту установки отражено на рисунке 16.

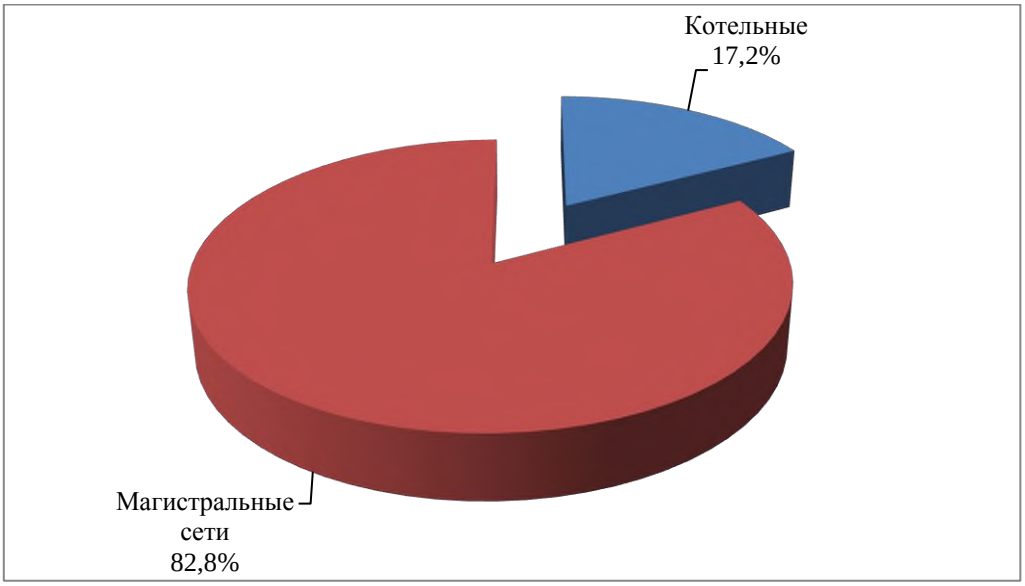

Рисунок 16 - Распределение приборов учета тепловой энергии по месту установки

Из диаграммы видно, что большинство (82,8%) приборов учета установлено на магистральных линиях тепловой сети. В котельных счетчики тепловой энергии устанавливаются для контроля отпуска тепловой энергии, поступающей в тепловую сеть. В административных и хозяйственных зданиях приборы учета тепловой энергии не установлены.

3.4 Система учета холодной воды

Для расчетов со снабжающими организациями за потребленную холодную воду используют показания коммерческих приборов учета воды.

Всего на балансе предприятия находятся 149 коммерческих прибора учета потребляемой воды. Приборы с нарушенным сроком поверки отсутствуют. На рисунке 17 приведено разделение счетчиков по типам.

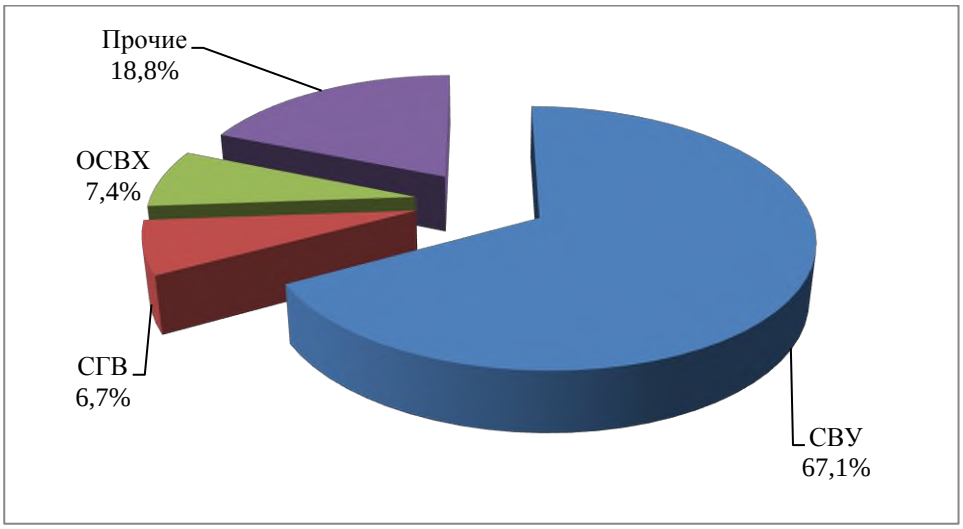

Рисунок 17 - Распределение установленных приборов учета воды по типам

Из диаграммы видно, что основными типами установленных приборов учета являются «СВУ» - 67,4%. Все установленные приборы учета воды имеет класс точности В (2%). Требования нормативно-технической документации по классу точности соблюдены для всех установленных приборов учета.

Приборы учета установлены на разных объектах. Распределение по месту установки отражено на рисунке 18.

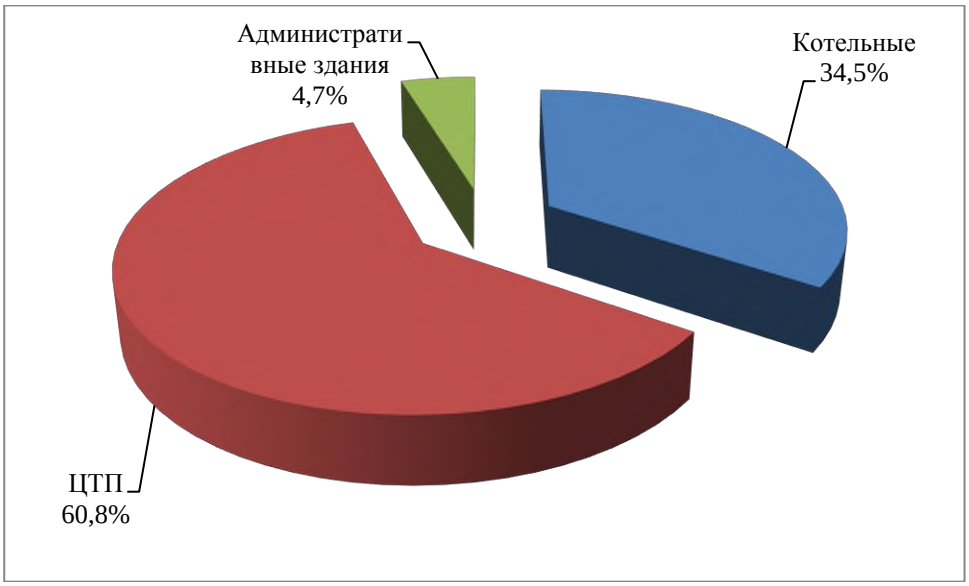

Рисунок 18 - Распределение приборов учета воды по месту установки

Из диаграммы видно, что большинство (60,8%) приборов учета установлено на подпиточных линиях в ЦТП. В котельных счетчики воды устанавливаются для учета воды, идущей на подпитку сети ГВС, отопления и хозпитьевые нужды. В административных и хозяйственных зданиях приборы учета установлены на вводах линий ХВС.

4 Анализ договоров энергоснабжения

Предприятие получает все энергетические ресурсы на основании договоров, заключенных с АО «УСТЭК». Значительный территориальный разброс потребителей (котельных, ЦТП, ПНС) энергоресурсов обязывает заключать Договора с несколькими поставщиками энергоресурсов, а также оказывать услуги по транспортировке ТЭР.

Поставка электрической энергии производится по утверждённым тарифам за активную энергию и мощность. Оплата услуги электроснабжения осуществляется за потреблённый объём электрической энергии (кВт·ч) и присоединённую мощность (МВт), определяемую ежегодным планом энергопотребления, согласуемым Сторонами и отраженным в приложениях к Договорам. Сетевая организация несёт ответственность за качество поставляемой электрической энергии, которая должна соответствовать

требованиям ГОСТ 32144-2013 (п. 6.6). Таким образом, ответственность сетевой организации распространяется только на долговременные отклонения качества. Финансовая мера такой ответственности договором также не определена.

Поставка тепловой энергии потребителям г.Тюмень осуществляется на основании:

- договоров на поставку тепловой энергии от сторонних поставщиков тепловой энергии;
- договоров на поставку теплоносителя от сторонних поставщиков тепловой энергии;
- договоров на услуги передачи тепловой энергии и теплоносителя от сторонних потребителей
- договоров на услуги по компенсации потерь тепловой энергии от сторонних потребителей.

Теплоснабжение осуществляется на основании тарифов на тепловую энергию и теплоноситель, утвержденных Департаментом тарифной и ценовой политики тюменской области.

5 Анализ эффективности работы тепловых сетей

Анализ эффективности работы водяных тепловых сетей АО «УСТЭК» осуществляется на основании анализа статистических данных работы водяных тепловых сетей за 2018 год и сравнение их с нормативными значениями.

5.1.1 Анализ эксплуатационной документации

В АО «УСТЭК» проводятся следующие виды испытаний тепловых сетей:

- испытания на прочность и плотность;
- испытания на максимальную температуру;
- испытания на тепловые потери;
- испытания на гидравлические потери.

В соответствии с п. 4.12.31 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» в АО «УСТЭК» на предприятии после ремонта до начала отопительного периода регулярно проводятся гидравлические испытания тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры. Периодичность проведения испытаний на максимальную температуру теплоносителя, на определение тепловых и

гидравлических потерь 1 раз в 5 лет.

Последние испытания на тепловые и гидравлические потери в тепловых сетях АО «УСТЭК», а также испытания на максимальную температуру проводились в межотопительном периоде 2018 года. В части периодичности (один раз в 5 лет) соответствует требованиям п.4.12.33 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

В соответствие с п. 4.12.37 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» собственными силами АО «УСТЭК» ежегодно разрабатываются гидравлические режимы водяных тепловых сетей для отопительного и летнего периодов. Гидравлические расчёты проводятся в программном комплексе «Zulu–Thermo8.0». На основании проведённых расчётов разрабатываются мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей для каждого отопительного сезона.

В соответствии с п. 6.2.26 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» в АО «УСТЭК» для контроля состояния оборудования тепловых сетей и тепловой изоляции, режимов их работы регулярно по графику проводится обход тепловых сетей и тепловых пунктов. В ходе анализа эксплуатационной документации было выявлено, что в тепловых камерах наблюдается периодическое подтопление грунтовыми водами.

К мероприятиям по предупреждению и контролю наружной коррозии тепловых сетей, проводимым специалистами АО «УСТЭК», относятся плановый осмотр трубопроводов подземных тепловых сетей. Электрические измерения для определения опасного действия блуждающих токов на стальные трубопроводы подземных тепловых сетей, измерения удельного электрического сопротивления грунтов не производятся. Установки электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г.Тюмени отсутствуют. Системы автоматического регулирования и защиты в тепловых сетях АО «УСТЭК» также отсутствуют.

В соответствии с Федеральным законом от 07.12.2011 N 416-ФЗ (ред. от 25.12.2018) «О водоснабжении и водоотведении» для организаций, осуществляющих горячее водоснабжение, необходимо провести техническое обследование централизованных систем горячего водоснабжения. Периодичность проведения технического обследования централизованных систем горячего водоснабжения 1 раз в 5 лет. Техническое обследование централизованных систем горячего водоснабжения АО «УСТЭК» не проводилось.

5.1.2 Анализ результатов испытаний тепловых сетей на тепловые потери

Испытания тепловых сетей на тепловые потери проводят с целью определения фактических эксплуатационных потерь тепловой энергии в водяных тепловых сетях, пересчёта полученных значений на различные режимы эксплуатации и сопоставления их с нормативными значениями.

Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию производиться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» периодически один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей.

В межотопительный период 2018 года компанией ООО «ЦНИЭК» были проведены испытания водяных тепловых сетей на тепловые потери от Тюменской ТЭЦ-1, Тюменской ТЭЦ-2 и муниципальных котельных №20 по ул. Кулибина,108 и №9 по ул. Авторемонтная, 2а.

В результате испытаний определены фактические эксплуатационные тепловые потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов и сопоставлены с нормативными значениями, приведенными к среднегодовым условиям работы тепловых сетей. Работа выполнялась в соответствии с РД 34.09.255-97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях». Полученные поправочные коэффициенты, характеризующие соотношение между фактическими и нормативными тепловыми потерями представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Поправочные коэффициенты к тепловым потерям тепловых сетей

Участок	Тип прокладки	Материал тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Соотношение фактических и определённых по нормам тепловых потерь К для трубопроводов		
				подающий	обратный	суммарно
Котельная №20 по ул. Кулибина, 108						
к20-1 - к20-2	надземная	мин. вата.	после 2004	1,3	1,24	
к20-1 - к20-13	бесканальная	мин. вата.	до 1989			1,58
к20-2 - к20-14-1,2	бесканальная	ППУ	после 2004			1,34
Котельная №9 по ул. Авторемонтная, 2а						
к9-4 - к9-8	бесканальная	ППУ	после 2004			1,20
к9-8 - к9-11/2	бесканальная	мин. вата.	до 1989			1,52
ТТЭЦ-1						
2П1 - шахта подъема	надземная	мин. вата.	до 1989	1,46	1,43	
шахта подъема - 3П1	надземная	мин. вата.	1990-1997	1,3	1,25	
3П1 - смена	канальная	мин. вата.	1990-1997			1,46

Участок	Тип прокладки	Материал тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Соотношение фактических и определённых по нормам тепловых потерь К для трубопроводов		
				подающий	обратный	суммарно
диаметра 820-630						
смена диаметра 820-630 - 3П3	канальная	мин. вата.	1998-2003			1,42
3П3 - 3П5	канальная	мин. вата.	1990-1997			1,33
3П5 - 5П4	канальная	мин. вата.	1990-1997			1,47
ТТЭЦ-2						
9П1А - 9К1Б	надземная	ППУ	после 2004	1,23	1,19	
9К1Б - 2П6А	надземная	мин. вата.	до 1989	1,61	1,56	
4П3 - 4К6	надземная	мин. вата.	1990-1997	1,47	1,51	
2П6А - 2П9	бесканальная	ППУ	после 2004			1,21
2П9 - 4П3	канальная	мин. вата.	до 1989			1,42
4К6 - 4К9	канальная	ППУ	после 2004			1,15
4К9 - 4П7	канальная	мин. вата.	после 2004			1,21
4П7 - 4П8	канальная	ППУ	после 2004			1,01

Анализ поправочных коэффициентов, характеризующих соотношение фактических и нормативных потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, показал, что теплоизоляционные конструкции трубопроводов испытанных участков тепловых сетей находятся в неудовлетворительном состоянии, наблюдается превышение фактических потерь над нормативными.

5.1.3 Анализ ЭХ систем транспорта тепловой энергии

Последние нормативные энергетические характеристики (ЭХ) систем транспорта тепловой энергии АО «УСТЭК» от всех источников тепловой энергии были разработаны в 2018 году ООО «ЦНИЭК». Согласно п. 2.5.6 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» нормативные энергетические характеристики должны быть разработаны по следующим показателям:

– «потери сетевой воды»;

– «тепловые потери»;

– «удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей»;

– «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах»;

– «удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии».

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю «потери сетевой воды» (далее ПСВ) устанавливает в абсолютных или относительных величинах

зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение тепловой энергии от источника до потребителей от характеристик и режима работы тепловой сети (системы теплоснабжения).

Разработка энергетической характеристики по показателю «тепловые потери» проводилась на основании результатов испытаний водяных тепловых сетей на тепловые потери, проведённых ООО «ЦНИЭК» в 2018 году. При разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии АО «УСТЭК» использовались средневзвешенные коэффициенты по аналогичным по типу прокладки, периоду проектирования и теплоизоляционным конструкциям участкам тепловых сетей. В таблице 7 представлены поправочные коэффициенты, принятые к разработке энергетических характеристик тепловых сетей АО «УСТЭК» в 2018 году.

Таблица 7 - Поправочные коэффициенты, принятые к разработке энергетических характеристик тепловых сетей АО «УСТЭК» в 2018 году

Тип прокладки	Тип тепловой изоляции	Период проектирования	Средневзвешенный поправочный коэффициент	
			под.	обр.
надземная прокладка	мин. вата	1959 - 1989	1,57	1,53
подземная прокладка	мин. вата	1959 - 1989	1,3	
надземная прокладка	мин. вата	1990 - 1997	1,36	1,35
подземная канальная	мин. вата	1990 - 1997	1,3	
подземная канальная	мин. вата	1998 - 2003	1,3	
надземная прокладка	ППУ	2004 - н.вр.	1,23	1,19
подземная канальная	мин. вата	2004 - н.вр.	1,21	
подземная канальная	ППУ	2004 - н.вр.	1,08	
подземная бесканальная	ППУ	2004 - н.вр.	1,24	

При расчете предельного коэффициента использовалось соотношение надземной и подземной прокладок 0,204/0,796 – для системы теплоснабжения от ТТЭЦ-1,2 и 0,213/0,787 – для ведомственных, муниципальных и бесхозяйных котельных.

Расчет средневзвешенного значения представлен в таблице8.

Таблица 8 - Средневзвешенный коэффициент по результатам испытаний

Участок	Тип прокладки	Материал тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика испытываемого кольца		Соотношение фактических и определённых по нормам тепловых потерь К для трубопроводов			Средневзвешенный поправочный коэффициент		Предельный поправочный коэффициент		Средневзвешенный поправочный коэффициент, принятый к разработке энергетических характеристик в 2018 году	
				под.	обр.	подающий	обратный	суммарно	под.	обр.	под.	обр.	под.	обр.
Температурный график 95/70 °С														
Котельная №20 по ул. Кулибина, 108														
к20-1 - к20-2	надземная	мин. вата.	после 2004	199,95	199,95	1,3	1,24		1,3	1,24	1,20	1,20	1,23	1,19
к20-1 - к20-13	бесканальная	мин. вата.	до 1989	435,2				1,58	1,27		1,30		1,30	
к20-2 - к20-14-1,2	бесканальная	ППУ	после 2004	936,7				1,34	1,31		1,20		1,24	
Котельная №9 по ул. Авторемонтная, 2а														
к9-4 - к9-8	бесканальная	ППУ	после 2004	269,4				1,2	1,31		1,20		1,24	
к9-8 - к9-11/2	бесканальная	мин. вата.	до 1989	277,1				1,52	1,27		1,20		1,30	
Температурный график 150/70 °С														
Тюменская ТЭЦ-1														
2П1 - шахта подъема	надземная	мин. вата.	до 1989	1071,00	1071,00	1,46	1,43		1,57	1,53	1,7	1,7	1,57	1,53
шахта подъема - 3П1	надземная	мин. вата.	1990-1997	1105,7	1105,7	1,3	1,25		1,36	1,35	1,2	1,2	1,36	1,35
3П1 - смена диаметра 820-630	канальная	мин. вата.	1990-1997	1755,3				1,46	1,40		1,20		1,30	
смена диаметра 820-630 - 3П3	канальная	мин. вата.	1998-2003	1272,7				1,42	1,42		1,20		1,30	
3П3 - 3П5	канальная	мин. вата.	1990-1997	1393,5				1,33	1,40		1,20		1,30	
3П5 - 5П4	канальная	мин. вата.	1990-1997	1319,1				1,47	-		1,20		-	
Тюменская ТЭЦ-2														
9П1А - 9К1Б	надземная	ППУ	после 2004	1241,35	1241,35	1,23	1,19		1,23	1,19	1,20	1,20	1,23	1,19
9К1Б - 2П6А	надземная	мин. вата.	до 1989	3413,3	3413,3	1,61	1,56		1,57	1,53	1,70	1,7 0	1,57	1,53
4П3 - 4К6	надземная	мин. вата.	1990-1997	674,6	674,6	1,47	1,51		1,36	1,35	1,20	1,20	1,36	1,35
2П6А - 2П9	бесканальная	ППУ	после 2004	1876,2				1,21	1,21		1,20		1,24	
2П9 - 4П3	канальная	мин. вата.	до 1989	1479,2				1,42	1,42		1,30		1,3	
4К6 - 4К9	канальная	ППУ	после 2004	2528,3				1,15	1,08		1,20		1,08	
4К9 - 4П7	канальная	мин. вата.	после 2004	1738,1				1,21	1,21		1,20		1,21	
4П7 - 4П8	канальная	ППУ	после 2004	2288				1,01	1,08		1,20		1,08	

5.1.4 Анализ сравнения фактических и нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях

Определение нормативных тепловых потерь в системах транспорта и распределения тепловой энергии включает в себя расчёт двух составляющих:

– потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции трубопроводов;

– потери тепловой энергии с потерями сетевой воды (далее ПСВ).

Данные о фактических потерях тепловой энергии в тепловых сетях предоставлены отделом ПТУ АО «УСТЭК». Нормативные потери тепловой энергии приняты согласно утвержденным на 2019 год нормативам технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях АО «УСТЭК».

Ввиду того, что АО «УСТЭК» образовалось во второй половине 2017 года, поэтому анализ потерь тепловой энергии будет проводиться только за базовый год - 2018 год. В таблице 9 представлены данные о фактических и нормативных потерях тепловой энергии в тепловых сетях АО «УСТЭК» от источников теплоснабжения за 2018 г., графическая интерпретация таблицы представлена на рисунке 19.

Таблица 9 - Фактические и нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях АО «УСТЭК» за 2018 г., Гкал.

Месяц	Фактические тепловые потери, Гкал			Нормативные тепловые потери, Гкал		
	ЦСТ (ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2)	котельные	всего по АО «УСТЭК»	ЦСТ (ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2)	котельные	всего по АО «УСТЭК»
январь	444 446,258	34 668,399	479 114,657	101 893,23	10 226,96	112 120,19
февраль	14 502,506	11 925,115	26 427,621	86 356,60	9 252,72	95 609,32
март	121 175,912	19 222,718	140 398,630	80 343,27	10 229,34	90 572,61
апрель	15 359,049	10 440,228	25 799,277	67 902,25	9 865,95	77 768,20
май	-3 546,300	1 842,483	-1 703,817	63 861,74	4 452,59	68 314,33
июнь	13 102,234	2 377,079	15 479,313	53 230,73	3 147,08	56 377,82
июль	34 072,089	3 347,833	37 419,922	54 722,81	3 399,54	58 122,35
август	36 854,018	6 407,642	43 261,660	54 446,97	3 636,18	58 083,15
сентябрь	56 576,084	-2 428,269	54 147,815	59 100,50	4 737,38	63 837,88
октябрь	156 483,323	16 773,443	173 256,766	61 908,51	8 492,33	70 400,84
ноябрь	162 686,509	13 715,859	176 402,368	74 737,30	8 662,58	83 399,88
декабрь	209 460,945	20 807,336	230 268,281	93 516,14	10 054,30	103 570,43
Всего	1 261 172,627	139 099,865	1 400 272,492	852 020,042	86 156,957	938 177,00

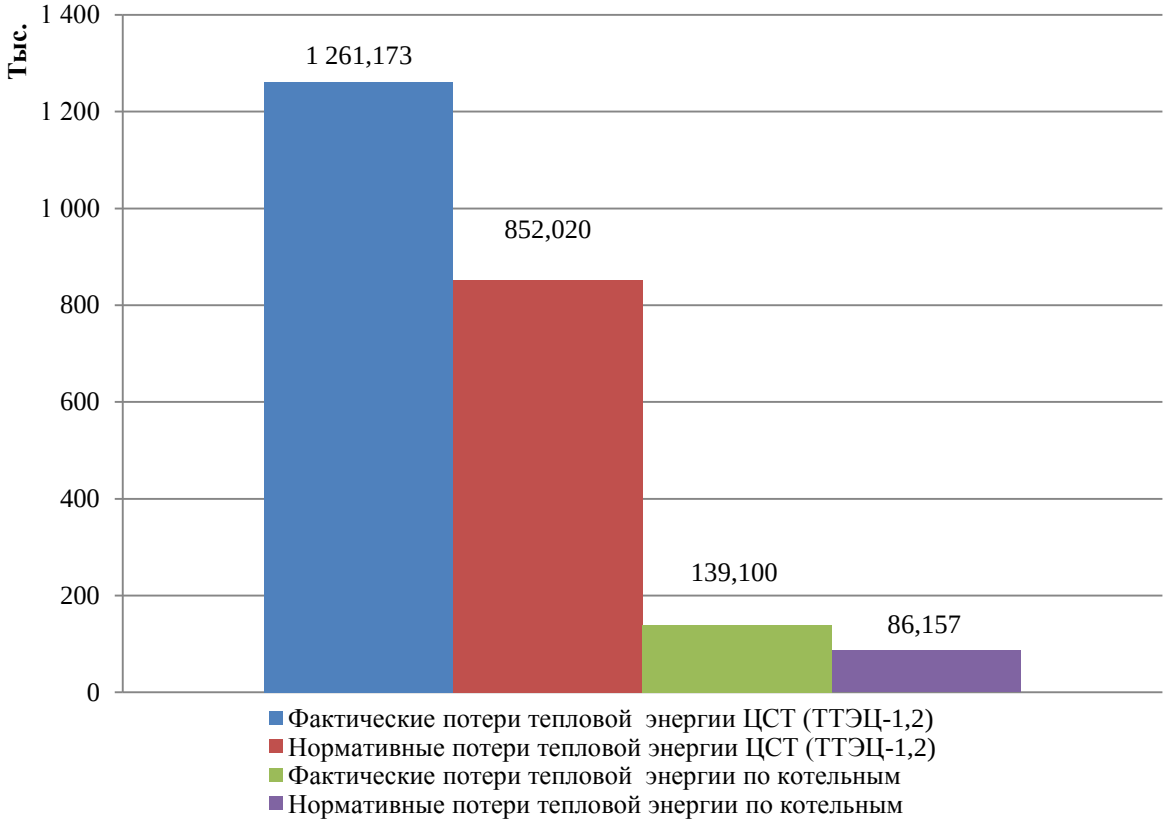

Рисунок 19 - Сравнение фактических и нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях АО «УСТЭК»

На основании представленных значений и графиков можно сделать следующие выводы:

– в системах теплоснабжения характерно превышение фактических потерь тепловой энергии над нормативными значениями;

– годовые фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях от ведомственных, муниципальных и бесхозных котельных превышают нормативные значения в среднем на 38,0%;

– годовые фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях от ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2 превышают нормативные значения на 32,4%.

5.1.5 Анализ сравнения фактических и нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях

В общем виде значение ПСВ зависит от следующих факторов:

– плотности тепловой нагрузки по площади застройки, единичной мощности систем теплопотребления, количества индивидуальных или групповых абонентских присоединений;

– структуры тепловых сетей по соотношению материальных характеристик магистральных и распределительных трубопроводов;

– вида применяемых устройств компенсации температурных удлинений трубопроводов, типа и количества запорно-регулирующей арматуры в тепловой сети, на индивидуальных, групповых и ЦТП;

– технологических схем присоединения потребителей и обеспечения нагрузки ГВС;

– типа и количества насосного оборудования, средств автоматического регулирования и защиты;

– наличия (отсутствия) коммерческих узлов учета на границе раздела балансовых принадлежностей снабжающей организации и потребителей тепловой энергии;

– срока эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей и систем теплопотребления, их технического состояния;

– значений рабочих давления и температуры сетевой воды при заданных режимах работы системы теплоснабжения.

ПСВ разделяются на технологические и с утечкой.

К технологическим ПСВ относятся:

− ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей и систем теплопотребления в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа;

− ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях и системах теплопотребления;

− технологические сливы в средствах автоматического регулирования и защиты.

К ПСВ с утечкой относятся:

– ПСВ при нарушениях нормальных режимов работы систем теплоснабжения, связанных с повреждениями тепловой сети или систем теплопотребления и с проведением аварийно-восстановительных работ по их устранению;

– ПСВ с ее сливом или отбором из тепловой сети или систем теплопотребления на удовлетворение потребностей в тепловой энергии или воде, не предусмотренных техническими решениями и договорными отношениями.

Расчёт ПСВ производится совместно для тепловых сетей на балансе АО «УСТЭК»

и в эксплуатационной ответственности (бесхозяйные тепловые сети) предприятия.

При определении ПСВ находятся нормативные годовые ПСВ, также ПСВ за отопительный, летний периоды и помесячно.

Данные о фактических потерях ПСВ в тепловых сетях предоставлены отделом ПТО АО «УСТЭК». Нормативные потери ПСВ приняты согласно утвержденным на 2019 год нормативам технологических потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях АО «УСТЭК».

Ввиду того, что АО «УСТЭК» образовалось во второй половине 2017 года, поэтому сравнительный анализ ПСВ будет проводиться только за базовый год - 2018 год. В таблице 10 представлены данные о фактических и нормативных ПСВ в тепловых сетях АО «УСТЭК» за 2018 г., графическая интерпретация таблицы представлена на рисунке 20.

Таблица 10 - Фактические и нормативные ПСВ в тепловых сетях АО «УСТЭК» за 2018 г., м³

Месяц	Фактические ПСВ, м³			Нормативные ПСВ, м³		
	ЦСТ	котельные	всего по АО «УСТЭК»	ЦСТ	котельные	всего по АО «УСТЭК»
январь	437910,413	15604,716	453515,129	181 856,29	7 832,66	189 688,95
февраль	333518,191	15911,16	349429,351	164 120,66	7 074,66	171 195,32
март	424512,97	15185,042	439698,012	182 291,26	7 832,66	190 123,92
апрель	411677,215	17664,105	429341,32	175 960,43	7 580,00	183 540,42
май	401217,629	18724,363	419941,992	201 579,50	7 766,51	209 346,01
июнь	341622,41	11134,988	352757,398	203 397,67	4 894,63	208 292,30
июль	291297,555	5975,136	297272,691	208 845,47	5 501,60	214 347,07
август	304366,162	9258,587	313624,749	209 318,88	6 512,03	215 830,91
сентябрь	303385,902	10387,455	313773,357	180 336,56	10 172,01	190 508,56
октябрь	376916,267	24882,301	401798,568	181 852,57	7 832,66	189 685,23
ноябрь	395468,295	22139,827	417608,122	175 941,36	7 580,00	183 521,35
декабрь	408578,678	16449,605	425028,283	181 852,57	7 832,66	189 685,23
Всего	4 430 471,687	183 317,285	4 613 788,972	2 247 353,187	88 412,075	2 335 765,26

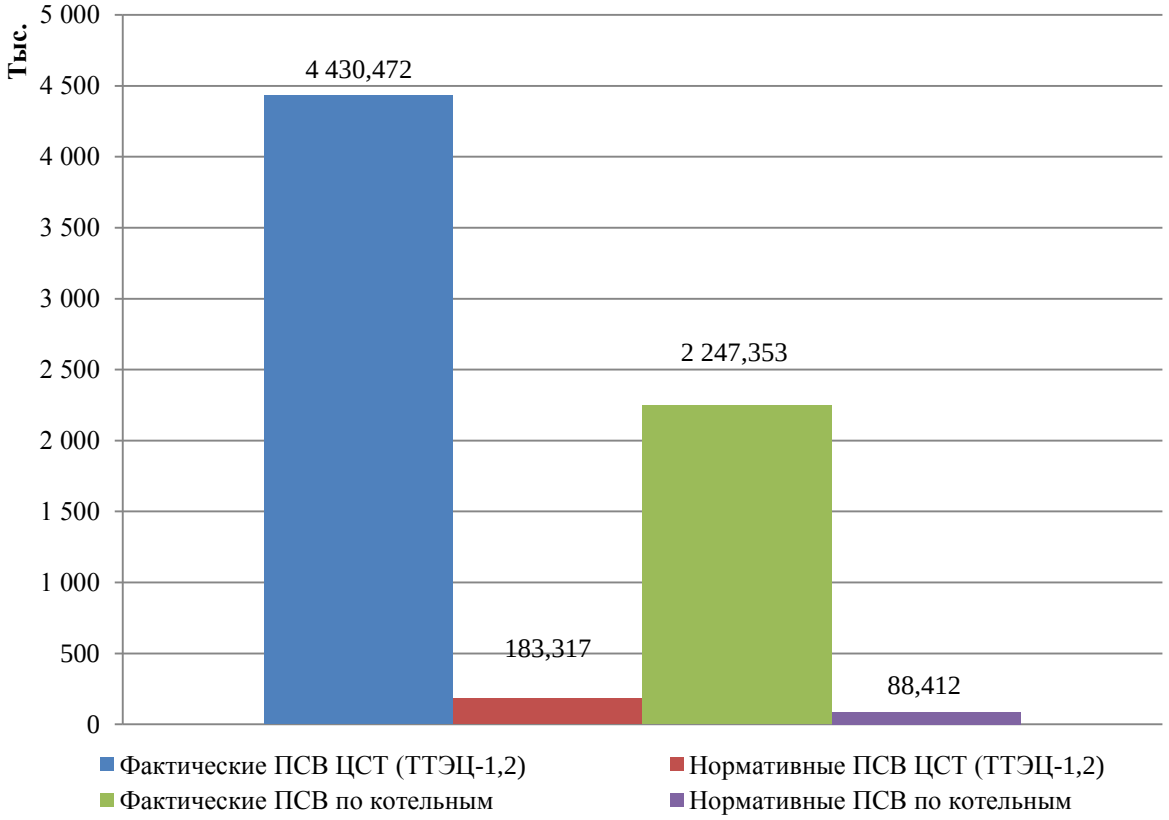

Рисунок 20 - Сравнение фактических и нормативных ПСВ в тепловых сетях АО «УСТЭК»

На основании представленных значений и графика можно сделать вывод, что годовые фактические ПСВ в тепловых сетях от ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2 превышают нормативные значения в среднем на 49,3%.

5.1.6 Анализ температурного режима работы тепловых сетей

Анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей выполняется на основании статистических данных по каждому источнику теплоснабжения путем сравнения фактических температур сетевой воды, полученных по показаниям приборов учёта тепловой энергии, установленных на источниках теплоснабжения, с нормативными, за отопительный период 2018 года.

Нормативными температурами сетевой воды являются температуры сетевой воды, определённые по расчётному температурном графику для системы теплоснабжения от ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2 в отопительном периоде 2018 года при фактических температурах наружного воздуха. Фактический температурный режим оценивается отдельно по каждой магистрали для тепловых сетей от источников теплоснабжения.

Согласно «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»

отклонения среднесуточной температуры сетевой воды, поступающей в тепловую сеть от источника теплоснабжения, предусматриваются не более ± 3% от установленного температурного графика, а отклонение фактической среднесуточной температуры обратной сетевой воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5%. Понижение фактической температуры обратной сетевой воды по сравнению с графиком не лимитируется.

Критерием для количественной оценки является показатель отклонения от нормы в процентном соотношении Δ, вычисляемый по формуле:

$$\Delta = \frac{t_{факт} \cdot 100}{t_{норм}} - 100, \%,$$

где: $t_{факт}$ – фактическая среднесуточная температура сетевой воды в подающем (обратном) трубопроводе, либо фактический температурный перепад, °С;

$t_{норм}$ – нормативная среднесуточная температура сетевой воды в подающем (обратном) трубопроводе, либо нормативный температурный перепад, °С.

Значения фактических среднесуточных температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, температурного перепада, а также их сравнение с нормативными значениями представлено для каждого источника тепловой энергии в таблицах Приложения 3 Программы энергосбережения. Сводные значения отклонений фактических значений температур сетевой воды и температурного перепада от нормативных значений представлены в таблице 11.

Графическое отображение сравнения фактических среднесуточных температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, температурного перепада с нормативными значениями представлено на рисунках Приложения 3 Программы энергосбережения.

Таблица 11 - Сравнение фактических среднесуточных температур сетевой воды с нормативными в отопительном периоде 2018 г.

Источник теплоснабжения, тепломагистраль	Диапазон температур наружного воздуха, °С	Среднее отклонение фактических значений от нормативных Δ, %								
		Температура подающей сетевой воды			Температура обратной сетевой воды			Температурный перепад		
		Факт>Нормы	Факт<Нормы	Среднее	Факт>Нормы	Факт<Нормы	Среднее	Факт>Нормы	Факт<Нормы	Среднее
ТТЭЦ-1	> -3	0 ÷ 22	0 ÷ -1	3,5	1 ÷ 25	-	7,8	0 ÷ 22	0 ÷ -55	-5,7
	-3 ÷ -18	0 ÷ 35	0 ÷ -6	10,5	6 ÷ 36	-	17,5	0 ÷ 32	0 ÷ -27	-0,6
	< -18	0 ÷ 5	0 ÷ -14	-3,1	3 ÷ 16	-2 ÷ -3	6,8	-	-7 ÷ -28	-16,0
ТТЭЦ-2 1 нитка	> -3	0 ÷ 23	0 ÷ -2	2,9	0 ÷ 25	0 ÷ -3	6,6	0 ÷ 21	0 ÷ -50	-5,3
	-3 ÷ -18	0 ÷ 36	0 ÷ -6	10,3	1 ÷ 36	-	15,5	0 ÷ 35	0 ÷ -19	2,4
	< -18	0 ÷ 6	0 ÷ -14	-2,8	1 ÷ 14	-5 ÷ -5	4,8	-	-4 ÷ -25	-12,7
ТТЭЦ-2 2 нитка	> -3	0 ÷ 23	0 ÷ -1	2,9	0 ÷ 20	0 ÷ -4	4,2	0 ÷ 32	0 ÷ -49	0,2
	-3 ÷ -18	0 ÷ 35	0 ÷ -6	10,4	0 ÷ 28	-	11,4	0 ÷ 48	0 ÷ -18	8,9
	< -18	0 ÷ 6	0 ÷ -14	-2,8	0 ÷ 8	0 ÷ -8	1,3	2 ÷ 3	-2 ÷ -21	-7,8

Анализ графиков и значений, представленных в Приложении 3 Программы энергосбережения, показал:

1. Для тепловых сетей от ТТЭЦ-1 характерно следующее:

− фактические температуры сетевой воды в подающих трубопроводах на ТТЭЦ-1 при температурах наружного воздуха выше -3°С не превышают нормативные значения (в среднем отклонение составляет 3,5%), при температурах наружного воздуха от -3°С до -18°С также наблюдается превышение над нормативными значениями (в среднем отклонение составляет 10,5%), при температурах наружного воздуха ниже -18°С характерно незначительное занижение температур сетевой воды, которое в среднем составляет -3,1%;

− фактические температуры сетевой воды в обратном трубопроводе при температурах наружного воздуха на протяжении всего отопительного периода выше нормативных значений, завышение в среднем составляет от 6,8% до 17,5%.

2. Для тепловых магистралей от ТТЭЦ-2 характерно следующее:

− при температурах наружного воздуха выше -3°С наблюдается соответствие фактических температур сетевой воды в подающих трубопроводах на ТТЭЦ-2 нормативным значениям (отклонения не превышают предела, регламентируемого «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок»);

− фактические температуры сетевой воды в подающих трубопроводах на источнике теплоснабжения при температурах наружного воздуха от -3°С до -18°С превышают нормативные значения, в среднем отклонение составляет 10,3% – для 1 нитки от ТТЭЦ-2 и 10,4% для нитки 2 от ТТЭЦ-2;

− при температурах наружного воздуха ниже -18°С наблюдается соответствие фактических температур сетевой воды в подающих трубопроводах на ТТЭЦ-2 нормативным значениям (отклонения не превышают предела, регламентируемого «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок»);

− фактические температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 1 нитки от ТТЭЦ-2 при температурах наружного воздуха до -18°С превышают нормативные значения, завышение в среднем составляет от 6,6% до 15,5%, при температурах ниже -18°С наблюдается соответствие фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе 1 нитки на ТТЭЦ-2 нормативным значениям (отклонения не превышают предела, регламентируемого «Правилами технической эксплуатации

тепловых энергоустановок»);

− фактические температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 2 нитки от ТТЭЦ-2 при температурах наружного воздуха от -3°С до -18°С превышают нормативные значения, завышение в среднем составляет от 11,4%, при температурах выше -3°С и ниже -18°С наблюдается соответствие фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе 2 нитки на ТТЭЦ-2 нормативным значениям (отклонения не превышают предела, регламентируемого «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок»).

Завышение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах от ТТЭЦ-1 и ТТЭЦ-2 является признаком завышенной циркуляции и признаком гидравлической разрегулированности внутренних систем теплопотребления зданий вследствие неправильно подобранных отопительных приборов. Завышенная циркуляция влечет за собой дополнительные расходы электроэнергии на сетевых насосах источников на перекачку воды и увеличенный расход сетевой воды, нарушает гидравлический режим всей системы теплоснабжения.

Одним из возможных решений описанной проблемы может стать перевод потребителей в централизованной системе теплоснабжения с ЦТП на автоматизированные ИТП.

Определяющим критерием для оценки температурного режима систем теплоснабжения г. Тюмень является разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах.

На протяжении всего отопительного периода для тепловых сетей от ТТЭЦ-1 характерно занижение фактического температурного перепада в сравнении с нормативными значениями (в среднем занижение составляет от 1% до 16%).

При температурах наружного воздуха выше -3°С для 1 нитки от ТТЭЦ-2 наблюдается занижение фактического перепада температур на 5,3% в сравнении с нормативным, определенным по температурному графику. При температурах наружного воздуха выше -3°С для 2 нитки от ТТЭЦ-2 наблюдается незначительное завышение фактического перепада температур на 0,2% с в сравнении с нормативным значением.

При температурах наружного воздуха от -3°С до -18°С наблюдается завышение

фактического перепада температур в среднем на 2,4% и 8,9% в сравнение с нормативным, определенным по температурному графикуТТЭЦ-2.

При температурах наружного воздуха ниже -18°С для 1 и 2 ниток от ТТЭЦ-2 наблюдается занижение фактического перепада температур на 12,7% и 7,8% соответственно в сравнении с нормативным, определенным по температурному графику

6 Анализ аварийности тепловых сетей

На предприятии проводится работа по анализу повреждаемости на тепловых сетях города Тюмени. Статистика повреждаемости за 2017-2018 гг. представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Статистика повреждаемости за 2017 - 2018 гг.

Оборудование	**Количество, штук**	
	2017 год	2018 год
Магистральные тепловые сети (аренда АО «УТСК»)	50*	60**
Распределительные тепловые сети, в т.ч	3321*	3515**
ЦТП и трассы ГВС	н/д	664
Теплосетевые объекты	769	553
На оборудовании котельных	166	159
Всего	4306	4951
Объем подпитки, тыс м3	5098	4903

* - устраненные повреждения (по актам на списание материалов)

** - выявленные повреждения (по факту выявления повреждения)

Анализ повреждений проводится по следующим видам зависимости:

- от вида изоляции;
- от места пролегания тепловой сети;
- от уровня грунтовых вод;
- от срока эксплуатации

В зависимости от вида повреждения определяются причины повреждения и вырабатываются мероприятия по их решению.

Статистика повреждаемости магистральных тепловых сетей по Ду в 2017-2018 годах представлена на рисунке 21.

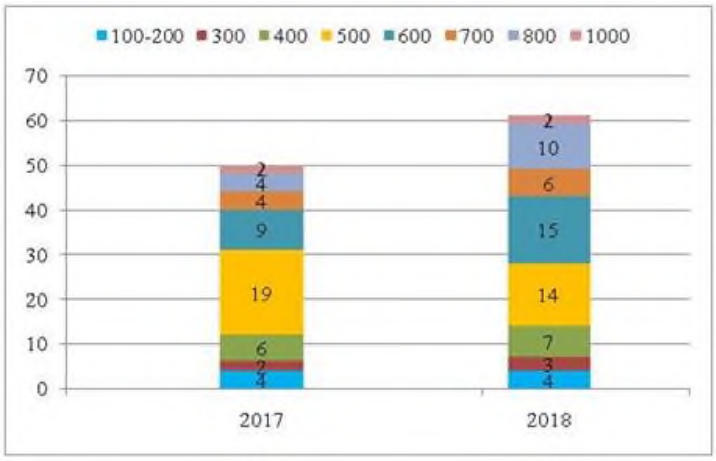

Рисунок 21 - Статистика повреждаемости магистральных тепловых сетей по Ду в 2017-2018 гг.

Сравнение данных по количеству повреждений в зависимости от вида изоляции за 2017-2018 гг. представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Данные по количеству повреждений в зависимости от вида изоляции за 2017 - 2018 гг.

Тип изоляции	Участок тепловой сети	2017	2018
Пенополиуритановая	8К2-8К6	1	2
	4П10-4К30	1	-
	5П2а-5П3	-	1
	4К20-4К22	1	1
Маты минераловатные	10П2-10П3	1	2
	4П6-4П6а	1	2
	3П7-3К22	1	-
	3П5-3П6	-	1
	5П2-5П2а	-	1
	4К8-4П10	-	1
	4П3-12К2	-	2
	6К9-6П2	-	4
	3П3-3К9	1	5
	4П6а-4П7	1	1
	4П1-5П2	1	-
	2П4а-2П5	1	5
	1П2-6К4	1	-
	4П10-4П11	1	-
	4П1-4П2	1	1
	9П3а-9П4	2	2

	2П9-4П3	2	1
	3П3-3П5	2	5
	3П1-ПНС2 (в 2018 г. выполнена реконструкция участка от 3К6 до 3К7)	2	6
	6К9-6П2	2	4
	4П8-4П9	3	1
	5П3-5П4	6	5
	5К2-5К8а (в 2017 г. выполнен ремонт хоз.способом)	6	2
	5П4-5П6	8	5

Сравнение данных по количеству повреждений в зависимости от места пролегания тепловой сети за 2017-2018 гг. представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Данные по количеству повреждений в зависимости от места пролегания тепловой сети за 2017-2018 гг.

Место пролегания	Участок тепловой сети	2017	2018
Проезжая часть	4П10-4П11	1	-
	4К8-4П10	-	1
	4П6-4П6а	1	1
	4П8-4П9	3	1
	5П4-5П6	8	5
	5П3-5П4	6	5
	3П3-3П5	2	5
	3К9-3П3	1	5
	5П2а-5П3	-	1
	3П1-ПНС2 (в 2018 г. выполнена реконструкция участка от 3К6 до 3К7)	2	6
Прочее (газон, тротуар, дворовая территория и т.д.)	10П2-10П3	1	2
	8К2-8К6	1	2
	9П3а-9П4	2	2
	16К1-16К3	3	2
	2П9-4П3	2	1
	16К4-16К6	1	2
	4П3-12К2	-	2
	4П10-4К30	1	-
	4К20-4К22	1	1

	3П5-3П6	-	1
	3П7-3К22	1	-
	5П1-5К10	-	1
	4П1-5П2	1	-
	5П2-5П2а	-	1
	1К5-1К7	1	1
	1П2-6К4	1	-
	6К9-6П2	2	4
	2П4а-2П5	1	5
	4П1-4П2	1	1
	5К2-5К8а (в 2017 г. выполнен ремонт хоз.способом)	6	2

Сравнение данных по количеству повреждений в зависимости от уровня грунтовых вод за 2017-2018 гг. представлено в таблице 15.

Таблица 15 - Данные по количеству повреждений в зависимости от уровня грунтовых вод за 2017-2018 гг.

Уровень грунтовых вод	Участок тепловой сети	2017	2018
Разовые подтопления	4П6-4П6а	1	1
	5П2а-5П3	-	1
	9П3а-9П4	2	2
	4П3-12К2	-	2
	4П10-4К30	1	-
	3П5-3П6	-	1
	3П7-3К22	1	-
	5П1-5К10	-	1
	5П2-5П2а	-	1
	5К2-5К8а (в 2017 г. выполнен ремонт хоз.способом)	6	2
Периодически подтоплен	5П3-5П4	6	5
	3П3-3П5	2	5
	3К9-3П3	1	5
	3П1-ПНС2 (в 2018 г. выполнена реконструкция участка от 3К6 до 3К7)	2	6
	4П10-4П11	1	-
	4К8-4П10	-	1
	4П8-4П9	3	1

Уровень грунтовых вод	Участок тепловой сети	2017	2018
	2П9-4П3	2	1
	4К20-4К22	1	1
	4П1-5П2	1	-
	4П1-4П2	1	1
	8К2-8К6	1	2
	5П4-5П6	8	5
	2П4а-2П5	1	5
Постоянно подтоплен	6К9-6П2	2	4
	1К5-1К7	1	1
	1П2-6К4	1	-
	10П2-10П3	1	2
	16К1-16К3	3	2
	16К4-16К6	1	2

Сравнение данных по количеству повреждений в зависимости от срока эксплуатации за 2017-2018 гг. представлен в таблице 16.

Таблица 16 - Данные по количеству повреждений в зависимости от срока эксплуатации за 2017-2018 гг.

Срок эксплуатации	Участок тепловой сети	2017	2018
до 10 лет	1К5-1К7	1	1
	4П10-4П11	1	-
	6К8-6К9	-	1
от 10 до 15 лет	16К1-16К3	3	2
	16К4-16К6	2	2
	10К2-10П2	2	-
	5П2-5П2а	-	1
	8К2-8К6	1	2
	4К8-4П10	-	1
	4П8-4П9	3	1
	1К5-1К7	1	1
	6К9-6П2	1	3
	2П4а-2П5	1	5
от 15 до 20 лет	4П6-4П6а	1	2
	3П7-3К22	1	-
	3К9-3П3	1	4
	5К2-5К8а (в 2017 г. выполнен ремонт	6	2

Срок эксплуатации	Участок тепловой сети	2017	2018
	хоз.способом)		
	4П1-5П2	1	-
	1П2-6К4	1	-
	4П1-4К1	-	1
от 20 до 30 лет	10П2-10П3	1	2
	4П10-4К30	1	-
	5П4-5К33	-	2
	3П3-3П5	2	5
	3К9-3П3	-	1
	4К20-4К22	1	1
	5К33-5П6	7	3
	5П3-5П4	6	6
	5П1-5К10	-	1
	3П1-ПНС2 (в 2018 г. выполнена реконструкция участка от 3К6 до 3К7)	2	6
свыше 30 лет	9П3а-9П4	2	2
	3П5-3П6	-	1
	4П3-2П9	2	-
	4П3-12К2	-	1

Статистика количества повреждений трубопроводов на магистральных сетях за 2017-2018 гг. представлена на рисунке 22.

Рисунок 22 - Статистика количества повреждений трубопроводов на магистральных сетях в 2017-2018 гг.

Перечень причин повреждений представлен в таблицах 17-20.

Таблица 17 - Причины повреждений вследствие подтопления

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
Подтопление каналов вследствие повреждений, поступление воды от смежных коммуникаций, высокая влажность в канале	Усиление эксплуатационного контроля, заключающееся в: 1. Незамедлительной откачке воды из ТК 2. Организации проветривания каналов 3. Увеличении частоты обходов и осмотров малонадежных участков 4. Усилении контроля за состоянием антикоррозийного покрытия 5. Организации системы контроля влажности в канале	1. Исполняется 2. Исполняется 3. Актуализация приказа 4. Исполняется 5. Будет внесено в качестве темы для очередного технического семинара
Использование непредизолированной трубы при подземной прокладке	1. Ввести запрет на использование непредизолированной трубы при капитальном ремонте, реконструкции 2. Предусмотреть плановую замену участков с подвесной изоляцией	1. Исполнено (требование внесено в тех. политику) 2. Проводятся обследования имущества в соответствии с приказом для разработки программы замены таких участков
Отсутствие централизованного отвода вод в канализацию	При проектировании реконструкции и капитального ремонта предусматривать строительство дренажей с отводом воды из ТК в систему централизованной канализации	1. Исполняется (требование внесено в тех. политику) 2. Проводятся обследования имущества в соответствии с приказом № 627 от 08.10.2018 г. для разработки программы строительства дренажных линий из ТК

Таблица 18 - Причины повреждений вследствие прокапывания

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
Разрушение стыков непроходного канала	1. Устройство канала из сборного железобетона на монолитном основании для минимизации воздействия на канал движения грунтов 2. Использование упругих материалов для гидроизоляции стыков плит перекрытия 3. Использование оклеечной гидроизоляция с обязательным предусмотрением запаса в месте стыков плит перекрытия	1. Исполняется (требование внесено в тех. политику) 2. Исполняется (в типовую форму ТЗ и задания на проектирования вносятся соответствующие изменения. Будет внесено в тех. политику при актуализации 3. Исполняется (требование внесено в тех. политику)

Таблица 19 - Причины повреждений в тепловых камерах

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
Наличие тепловых камер как технологического сооружения	Предусмотреть переход на бескамерную установку арматуры с устройством коверов при наличии технической возможности	Исполняется (требование внесено в тех. политику)
Неудовлетворительное состояние существующего	Разработать программу ремонта тепловых камер	В соответствии с приказом № 627 от 08.10.18 года осуществляется обследование имущества для

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
оборудования в ТК		разработки программы ремонта тепловых камер
Негерметичность люков	Конструкцией люков предусмотреть защиту от проникновения поверхностных вод. Использовать люки с запирающим устройством	Будет внесено в качестве темы для очередного технического семинара
Негерметичность сальников арматуры, сальниковых компенсаторов	Выполнять переход на шаровую арматуру, либо затворы, переход на сильфонные компенсаторы	Исполняется (требование внесено в тех. политику)
Негерметичность вводов в тепловые камеры	Использовать герметичное вводы в тепловые камеры заводского изготовления	Исполняется (требование внесено в тех. политику)
Неудовлетворительное состояние антикоррозийного покрытия в ТК	1. При капитальном ремонте и реконструкции в тепловых камерах предусматривать сплошность ППУ-изоляции путем применения трубопроводов и фасонных изделий в ППУ-изоляции 2. При нецелесообразности использования предизолированных фасонных изделий, предусматривать покрытие стальных трубопроводов мастикой «Вектор» в 3 слоя. 3. В качестве тепловой изоляции использовать жидкокерамическую изоляцию TLN Ceramic	Исполняется (требование внесено в тех. политику)

Таблица 20 - Причины повреждений вследствие нарушений технологии сварки

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
Человеческий фактор	1. Аттестация персонала на соответствие требованиям НАКС 2. Периодическая проверка качества сварочных работ путем заварки контрольного шва на стенде 3. Введение контроля за исполнителями сварочных стыков 4. Проведение УЗК 100% сварных соединений при проведении капитальных ремонтов, реконструкций	1. По договору на аттестацию сварщиков выполнено обучение в январе 2019 года. 2. Подготовить приказ по проведении периодической проверки. Ответственный – Богдан А.В. срок - до 01.04.2019 года 3. Предложения по доработке модуля ТОиР в программе 1С, позволяющей автоматизировать учет выполняемых ремонтных работ будут реализованы до 31.03.2019 года. 4. Исполняется (внесено в тех. политику)
Отсутствие анализа качества выполняемых сварочных работ.	1. Создание лаборатории сварки 2. Разработка технологических карт на сварочные работы 3. Аттестовать технологию сварки	1. На рассмотрении. Готовится приказ о создании группы сварки с последующим созданием лаборатории сварки. 2. Разработаны и внедрены технологические карты процесса сварки вида С2 и С17

Причина	Компенсирующие мероприятия	Текущий статус
		3. После создания группы сварки
Некачественные сварочные материалы	При планировании закупок предусматривать в техническом задании предварительную проверку качества материалов путем их опытного применения с подготовкой соответствующего заключения.	Предусматривается в ТЗ на поставку материалов на 2019 год

Наибольшее количество повреждений зафиксировано на тепловых сетях, строительство или капитальный ремонт которых выполнен в период с 1990 до 2010 гг. Данный факт связан с грубыми нарушениями строительных норм и правил при производстве работ в данный период.

Частой причиной возникновения технологических повреждений является наружная коррозия. В металле трубопроводов преобладает образование единичных сквозных коррозионных отверстий, вследствие развития язвенной очаговой коррозии с наружной поверхности. Как правило, очаги коррозии отмечаются в нижних и верхних частях трубопроводов.

Принимая во внимание большее количество повреждений в местах, где уровень грунтовых вод составляет от 3 м до 4 м (активный УГВ), можно сделать вывод, что коррозия незащищенной поверхности трубы происходит вследствие периодически частого доступа влаги. Наличие изоляции из минеральной ваты увеличивает скорость коррозионного износа. Именно периодическое намокание и высыхание стенки трубопровода определяет процесс наружной коррозии.

Для снижения количества технологических повреждений необходимо проведение капитального ремонта трубопроводов с полной заменой всех существующих железобетонных конструкций.

7 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ

На предприятии разработана и утверждена Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «УСТЭК» на 2018-2020 гг. (далее - Программа) в соответствии с требованиями законодательства. Целью Программы является обеспечение рационального использования энергетических ресурсов за счет реализации мероприятий на собственных объектах. Основной задачей Программы является снижение потребления энергетических ресурсов на собственные нужды предприятия.

Затраты на реализацию Программы составят:

Год реализации Программы	**Затраты на реализацию Программы, тыс.руб. без НДС в ценах 2017 г.**
2019	2413,178
2020	2413,178
Итого	5759,923

Источником финансирования Программы является тариф на тепловую энергию. Реализация мероприятий по энергосбережению позволит предприятию снизить объем потребления электрической энергии на 681,67 тыс.кВт*ч и затраты на 2695,2 тыс.руб.

Основным мероприятием Программы является замена существующих светильников на светодиодные.

Дополнительно к мероприятиям Программы, направленным на снижение потребления электрической энергии на собственные нужды, на предприятии разработана и утверждена Инвестиционная программа АО «УСТЭК» в сфере теплоснабжения г. Тюмени на 2018-2020 гг.

Основные направления инвестиционных проектов:

Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:

-строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей;

-строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей;

-увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях

подключения потребителей;

Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей.

Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников:

-реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей;

-реконструкция или модернизация объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей.

Группа 4. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения.

Вышеуказанные проекты требуют значительных инвестиционных вложений и в связи с этим, имеют значительные сроки окупаемости. Данные проекты имеют сопутствующий энергосберегающий эффект и реализуются в рамках Инвестпрограммы.

При реализации инвестпроектов плановые значения удельного расхода условного топлива на выработку единицы тепловой энергии составит 163,5 т.у.т./Гкал против 164 т.у.т./ Гкал в 2017 году.

Источники финансирования - собственные и привлеченные средства.

Принятая инвестиционная программ АО «УСТЭК» учитывает только расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, описывает основные технические характеристики, определяет источники финансирования, но не приводятся значения потенциала до и после внедрения мероприятий, как в натуральном, так и в денежном выражении. Внесение мероприятий в энергетический паспорт не представляется возможным.

На АО «УСТЭК» распространяются требования к программам в области энергосбережении и повышения энергетической эффективности осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения.

Целевые показатели приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Целевые показатели существующей программы энергосбережения

N п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	2018 (базовый год)	Плановые значения целевых показателей по годам	
				2019 г.	2020г.
1	Удельный расход топлива	кг.у.т/Гкал	163,5	163,5	163,5
2	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристики тепловой сети*	Гкал/кв.м	4,72/4,14	4,08/2,82	4,08/2,82
		куб.м/кв.м	6,25/14,55	5,98/12,93	5,98/12,93
3	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	тыс.Гкал	1090,31	1089,9	1089,685
		тыс.куб.м	4613,79	4287,774	3937,857
4	Доля осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройства не менее	%	10	30	50

* для распределительных сетей/ для магистральных сетей

8 ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ

Проведенное энергетическое обследование объектов АО «УСТЭК» обеспечило получение исходной информации для разработки мероприятий по повышению энергетической эффективности (программы энергосбережения) с учетом объективных обстоятельств и фактического состояния объекта.

Потенциал повешения энергетической эффективности работы (или энергосбережения) объектов предприятия определяется по следующим показателям:

– эффективностью предлагаемых мероприятий по совершенствованию тепловой схемы и режимов использования оборудования;

– разностью между фактическими и нормативными показателями эффективности системы транспорта и распределения (тепловых сетей);

– возможным эффектом от внедрения нового оборудования и технологий;

– совершенствованием систем технического и коммерческого учета энергоносителей.

При оценке стоимости потенциала энергосбережения использовались материалы годовой отчетности за 2018 г., расчёт срока окупаемости производился с использованием цен 2018 г., действующих на момент проведения обследования.

При выборе рекомендаций авторы отчета не преследуют цели рекламирования деятельности фирм и компаний, предлагающих услуги в области энергосбережения. Приводимые в качестве примеров названия организаций и их продукции носит иллюстрационный и фрагментарный характер.

Оценка экономической эффективности внедрения предлагаемых мероприятий произведена по-простому и дисконтированному сроку окупаемости.

Потенциал энергосбережения оценивается по возможному экономическому эффекту при реализации приведенных ниже рекомендуемых мероприятий.

Мероприятия, направленные на снижение энергоресурсов, разделяются на:

-мероприятия, эффект от реализации которых направлен на снижение потребления энергоресурсов;

-мероприятия, эффект от реализации которых не влияет на снижение потребления энергоресурсов (косвенные мероприятия).

К косвенным мероприятия можно отнести мероприятия:

1. Разработка энергетических характеристик. Ориентировочные затраты на внедрение составит порядка 3,6 млн. рублей.
2. Для повышения эффективности работы средств автоматизации рекомендуется внедрить общую диспетчеризацию всех котельных и ЦТП в единую систему. Ориентировочная стоимость диспетчеризации составит для одной котельной составит 1,5 млн.рублей, для ЦТП 700 тыс.рублей. Общая стоимость составит порядка 200 млн.рублей.

В таблице 22приведен обобщенный перечень мероприятий, рекомендуемых к включению в программу энергосбережения. По каждому мероприятию произведен расчет дисконтированного срока окупаемости, расчеты выполнены в файлах Excel, и переданы заказчику.

Расчет целевых показателей в результате реализации энергосберегающих мероприятий приведен в таблице 41.

Таблица 22 - Обобщенный перечень мероприятий, рекомендуемых к включению в программу энергосбережения

№	Наименование	Экономия					Затраты, тыс. руб.	Срок окупаемости, лет	Дисконтированный срок окупаемости, лет	IRR	Снижение УРЭ	
		в натуральном выражении	ед.изм.	т у. т	тыс. руб	ЗП, эксплуатационных издержек, тыс.руб					Отклонение	ед.из
Подгруппа 1. Электрическая энергия												
1	Модернизация существующей системы освещения	162,0	тыс. кВт ч	19,9	693,0	-	1442,4	2,1	5,2	30,4	0,34	кВтч/Гкал
Подгруппа 2.Природный газ												
2	Модернизация котельных путем подключения погодозависимой автоматики с каскадным регулированием тепловой мощности на котельных №5,16	19,9	тыс.куб.м	23,0	673,9	1481,4	1782	0,8	2,1	121,4	0,05	кг.у.т./Гкал
	Электрическая энергия	162,0	тыс. кВт ч	19,9	693,0	0,0	1442,4	1,1	-	-	-	-
	Природный газ	19,9	тыс.куб.м	23,0	673,9	1481,4	1782,3					
	Всего				1366,8	1481,4	3224,6	-	-	-	-	-

8.1 Модернизация существующей системы освещения

Согласно документальным данным по составу системы искусственного освещения, на предприятии начинается внедрение современных светодиодных светильников. При этом 50% используемых в системе искусственного освещения ламп относятся к устаревшим типам с низким коэффициентом светоотдачи: ЛН, КГ, ДРЛ, КЛЛ, ЛЛ, ЛБ, ДРИ.

Сравнительные характеристики по типам ламп освещения представлены в таблице23.

Таблица 23 - Сравнительные характеристики по типам ламп освещения

Тип источника света	Средний срок службы, час.	Световая отдача, лм/Вт	Индекс цветопередачи, Ra
Лампы накаливания	1000	8-17	~100
Дуговые ртутно-вольфрамовые (ДРВ)	1000 - 2000	15-20	60-70
Дуговые ксеноновые лампы (ДКсТ)	1000 - 2000	25-35	-
Люминесцентные лампы	10000 – 12000	50-80	60-98
Компактные люминесцентные лампы	5000 – 12000	40-80	70-98
Дуговые ртутные лампы (ДРЛ)	10000 – 13000	50-60	40
Металлогалогенные лампы (ДРИ)	9000 – 12000	90-100	90
Натриевые лампы (ДНаТ)	15000 – 20000	100-120	25
Индукционные лампы	50000 - 100000	>80	80
Светодиодное освещение	50000 - 100000	80-120	75-85

Использование устаревших типов ламп с низким коэффициентом светоотдачи приводит к нерациональному использованию электрической энергии на цели освещения. Дополнительно, ртуть-содержащие лампы, как то: ДРЛ, КЛЛ, ЛЛ, ЛБ, – требуют утилизации.

С целью повышения энергетической эффективности системы искусственного освещения рекомендуется провести замену устаревших ламп внутреннего освещения с низким коэффициентом светоотдачи на современные светодиодные светильники.

Преимуществами светодиодного освещения являются:

- Более высокая эффективность источника освещения, вследствие чего сокращается расход электрической энергии на цели освещения;
- время наработки светодиодного освещения не менее 50 тыс.часов;
- высокая механическая прочность и виброустойчивость;

- диапазон рабочих температур от -60ºС до +40 ºС;
- полное отсутствие мерцания;
- широкий диапазон напряжения питания 120-260В;
- экологическая безопасность;
- отсутствие необходимости утилизации ламп, а также меньшие затраты на эксплуатацию (приобретение ламп, ПРА и их замена) за счет большего срока службы светодиодного освещения.

К недостаткам светодиодного освещения следует отнести более высокую стоимость светильников по сравнению с другими типами.

В таблице 24представлен перечень объектов с установленными источниками освещения.

Годовое суммарное потребление установленными источниками освещения, тыс. кВт · ч:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{ном}} \cdot N \cdot T_{\text{час}} \cdot K_{\text{ПРА}} \quad (1)$$

где$P_{\text{ном}}$- номинальная мощность источника освещения, кВт;

N- количество установленных источников освещения;

$T_{\text{час}}$- время работы источников освещения, ч;

$K_{ПРА}$ - коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре, принимаемый для люминесцентных ламп - 1,15, для ртутных газоразрядных ламп - 1,25. В светильниках с люминесцентными лампами, ДРЛ указывается мощность лампы без учета потерь в ПРА, поэтому потери в ПРА учитываются дополнительно. В светодиодных светильниках указывается суммарная мощность светильника, с учетом потерь в ПРА.

Экономия электрической энергии за год, тыс. кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{год}} = W_{\text{год}} - W_{\text{год рек.}} \quad (2)$$

где$W_{\text{год рек.}}$- годовое суммарное потребление рекомендуемыми источниками освещения, тыс. кВт·ч

При существующем потреблении электрической энергии в количестве равном 198,28 тыс. кВт·ч, потребление рекомендуемых источников освещения составит 36,33 тыс. кВт·ч. Таким образом, экономия электрической энергии составит 161,95 тыс. кВт·ч.

Таблица 24 - Рекомендуемые к установке источники освещения

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №1	ДРЛ	250	1	2190	1,25	0,68	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	1	0,14	0,54
Котельная №1	ЛН	60	30	2190	1	3,94	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,32	3,63
Котельная №1	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №2	ДРЛ	250	1	2190	1,25	0,68	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	1	0,14	0,54
Котельная №2	ЛН	60	20	2190	1	2,63	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,21	2,42
Котельная №2	ЛЛ	40	1	2190	1,15	0,10	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,07
Котельная №3	ДРЛ	250	9	2190	1,25	6,16	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90
Котельная №3	ЛН	60	34	2190	1	4,47	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	14	0,37	4,10
Котельная №3	ЛЛ	40	6	2190	1,15	0,60	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,21	0,39
Котельная №4	ЛН	60	22	2190	1	2,89	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	9	0,24	2,65
Котельная №4	ЛЛ	40	12	2190	1,15	1,21	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	6	0,42	0,79
Котельная №5	ДРЛ	250	2	2190	1,25	1,37	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	2	0,28	1,09
Котельная №5	ЛН	60	25	2190	1	3,29	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02
Котельная №5	ЛЛ	40	10	2190	1,15	1,01	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66
Котельная №6	ДРЛ	250	3	1338	1,25	1,25	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,26	1,00
Котельная №6	ЛН	60	14	1338	1	1,12	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,10	1,03
Котельная №6	ЛЛ	40	2	1338	1,15	0,12	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	32	1	0,04	0,08

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №7	ДРЛ	250	6	2190	1,25	4,11	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	6	0,84	3,27
Котельная №7	ЛН	60	56	2190	1	7,36	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	23	0,60	6,75
Котельная №7	ЛЛ	40	10	2190	1,15	1,01	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66
Котельная №8	ДРЛ	250	3	2190	1,25	2,05	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,42	1,63
Котельная №8	ЛН	60	23	2190	1	3,02	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	2,76
Котельная №8	ЛЛ	40	2	2190	1,15	0,20	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	1	0,07	0,13
Котельная №9	ЛН	60	11	2190	1	1,45	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	5	0,13	1,31
Котельная №9	ЛЛ	40	16	2190	1,15	1,61	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	8	0,56	1,05
Котельная №10	ДРЛ	250	9	2190	1,25	6,16	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90
Котельная №10	ЛН	60	26	2190	1	3,42	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	11	0,29	3,13
Котельная №10	ЛЛ	40	16	2190	1,15	1,61	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	8	0,56	1,05
Котельная №11	ЛН	60	15	1338	1	1,20	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,10	1,11
Котельная №11	ЛЛ	40	30	1338	1,15	1,85	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	15	0,64	1,20
Котельная №12	ЛН	60	30	1338	1	2,41	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,19	2,22
Котельная №12	ЛЛ	40	12	1338	1,15	0,74	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,13	0,61
Котельная №13	ДРЛ	250	9	2190	1,25	6,16	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90
Котельная №13	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №13	ЛЛ	40	20	2190	1,15	2,01	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	10	0,70	1,31

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №14	ДРЛ	250	4	1338	1,25	1,67	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	4	0,34	1,33
Котельная №14	ЛН	60	18	1338	1	1,45	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,13	1,32
Котельная №14	ЛЛ	40	4	1338	1,15	0,25	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,09	0,16
Котельная №15	ДРЛ	250	7	2190	1,25	4,79	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	7	0,98	3,81
Котельная №15	ЛН	60	20	2190	1	2,63	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,21	2,42
Котельная №15	ЛЛ	20	2	2190	1,15	0,10	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06
Котельная №15	ЛЛ	40	12	2190	1,15	1,21	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	6	0,42	0,79
Котельная №16	ЛН	60	14	2190	1	1,84	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,68
Котельная №16	ЛЛ	40	10	2190	1,15	1,01	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66
Котельная №17	ДРЛ	250	3	1338	1,25	1,25	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,26	1,00
Котельная №17	ЛН	60	30	1338	1	2,41	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,19	2,22
Котельная №17	ЛЛ	40	6	1338	1,15	0,37	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,13	0,24
Котельная №18	ЛН	60	3	4380	1	0,79	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,05	0,74
Котельная №18	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №19	ЛН	60	45	1338	1	3,61	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	18	0,29	3,32
Котельная №19	ЛЛ	40	40	1338	1,15	2,46	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	20	0,86	1,61
Котельная №20	ДРЛ	250	8	2190	1,25	5,48	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	8	1,12	4,35
Котельная №20	ЛН	60	50	2190	1	6,57	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	20	0,53	6,04

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №20	ЛЛ	40	60	2190	1,15	6,04	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	30	2,10	3,94
Котельная №21	ДРЛ	250	10	2190	1,25	6,84	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	10	1,40	5,44
Котельная №21	ЛН	60	25	2190	1	3,29	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02
Котельная №21	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №22	ДРЛ	250	2	2190	1,25	1,37	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	2	0,28	1,09
Котельная №22	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №22	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №23	ЛН	60	8	2190	1	1,05	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	4	0,11	0,95
Котельная №23	ЛЛ	40	4	2190	1,15	0,40	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26
Котельная №24	ЛН	60	15	2190	1	1,97	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,81
Котельная №25	ДРЛ	250	18	2190	1,25	12,32	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	18	2,52	9,80
Котельная №25	ЛН	60	23	2190	1	3,02	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	2,76
Котельная №25	ЛЛ	40	58	2190	1,15	5,84	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	29	2,03	3,81
Котельная №26	ДРЛ	250	4	2190	1,25	2,74	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	4	0,56	2,18
Котельная №26	ЛН	60	3	2190	1	0,39	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,34
Котельная №26	ЛЛ	40	4	2190	1,15	0,40	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26
Котельная №27	ДРЛ	250	2	2190	1,25	1,37	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	2	0,28	1,09
Котельная №27	ЛН	60	25	2190	1	3,29	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №27	ЛЛ	40	2	2190	1,15	0,20	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,17
Котельная №28	ЛН	60	15	2190	1	1,97	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,81
Котельная №28	ЛЛ	40	4	2190	1,15	0,40	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26
Котельная №29	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №29	ЛЛ	20	2	2190	1,15	0,10	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06
Котельная №29	ЛЛ	40	6	2190	1,15	0,60	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,21	0,39
Котельная №30	ЛН	60	5	2190	1	0,66	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60
Котельная №31	ДРЛ	250	11	2190	1,25	7,53	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	11	1,54	5,99
Котельная №31	ЛН	60	4	2190	1	0,53	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47
Котельная №31	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №32	ЛН	60	4	2190	1	0,53	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47
Котельная №33	ЛН	60	3	2190	1	0,39	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,34
Котельная №33	ЛЛ	40	6	2190	1,15	0,60	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,21	0,39
Котельная №34	ЛН	60	2	2190	1	0,26	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,24
Котельная №35	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №35	ЛЛ	40	4	2190	1,15	0,40	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26
Котельная №36	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №36	ЛЛ	20	2	2190	1,15	0,10	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06

Наименование объекта	Существующее освещение						Рекомендуемое светодиодное освещение				
	Тип ламп	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Тчас	$K_{ПРА}$	Wгод, тыс.кВт·ч	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч
Котельная №36	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №38	ЛН	60	1	2190	1	0,13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11
Котельная №38	ЛЛ	40	2	2190	1,15	0,20	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,17
Котельная №39	ЛН	60	4	2190	1	0,53	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47
Котельная №39	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №40	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №41	ДРЛ	250	4	2190	1,25	2,74	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	4	0,56	2,18
Котельная №41	ЛН	60	3	2190	1	0,39	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,37
Котельная №41	ЛЛ	40	8	2190	1,15	0,81	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53
Котельная №42	ЛН	60	32	2190	1	4,20	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	13	0,34	3,86
Котельная №42	ЛЛ	40	2	2190	1,15	0,20	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,17
Котельная №43	ЛН	60	2	2190	1	0,26	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,24
Котельная №44	ЛН	60	5	2190	1	0,66	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60
Котельная №45	ЛН	60	5	2190	1	0,66	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60
						198,28			616,00	36,33	161,95

В таблице 25представлен расчёт сроков окупаемости мероприятия по замене существующих источников освещения на светодиодные источники освещения.

Расчёт экономии производился по тарифу 2018 года. Согласно представленным данным, средневзвешенный тариф за 2018 год составил 4,27 руб/кВт·ч.Экономия от замены существующих источников освещения, тыс. руб.:

$$Э = \Delta W_{год} \cdot T \qquad (3)$$

гдеT- тариф за потребленную электрическую энергию, руб./кВт·ч.

При определении объема затрат учитывалась только стоимость светильников (по прайс-листам производителя), затраты на монтаж не учитывались, монтаж запланирован собственными силами предприятия. Мероприятие по лампам накаливания предусматривает замену 5 ламп накаливания на 2 светодиодных светильника, при этом световая отдача двух устанавливаемых светильников соответствует пяти лампам накаливания.

Таблица 25 - Расчёт сроков окупаемости рекомендуемого освещения

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
Котельная №1	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	1	0,14	0,54	2,33	4130	4,13	1,77
Котельная №1	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,32	3,63	15,51	772	9,26	0,60
Котельная №1	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №2	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	1	0,14	0,54	2,33	4130	4,13	1,77
Котельная №2	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,21	2,42	10,34	772	6,18	0,60
Котельная №2	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,07	0,28	2660	2,66	9,47
Котельная №3	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90	20,94	4130	37,17	1,77
Котельная №3	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	14	0,37	4,10	17,53	772	10,81	0,62
Котельная №3	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,21	0,39	1,69	3490	10,47	6,21
Котельная №4	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	9	0,24	2,65	11,35	772	6,95	0,61
Котельная №4	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	6	0,42	0,79	3,37	3490	20,94	6,21
Котельная №5	Светодиодный прожектор	64	2	0,28	1,09	4,65	4130	8,26	1,77

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
	"Модуль Прожектор" универсальный								
Котельная №5	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02	12,92	772	7,72	0,60
Котельная №5	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66	2,81	3490	17,45	6,21
Котельная №6	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,26	1,00	4,26	4130	12,39	2,91
Котельная №6	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,10	1,03	4,39	772	4,63	1,05
Котельная №6	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	32	1	0,04	0,08	0,34	2660	2,66	7,75
Котельная №7	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	6	0,84	3,27	13,96	4130	24,78	1,77
Котельная №7	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	23	0,60	6,75	28,88	772	17,76	0,61
Котельная №7	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66	2,81	3490	17,45	6,21
Котельная №8	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,42	1,63	6,98	4130	12,39	1,77
Котельная №8	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	2,76	11,80	772	7,72	0,65
Котельная №8	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	1	0,07	0,13	0,56	3490	3,49	6,21
Котельная №9	Светодиодный	12	5	0,13	1,31	5,62	772	3,86	0,69

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
	промсветильник "Айсберг Призма"								
Котельная №9	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	8	0,56	1,05	4,49	3490	27,92	6,21
Котельная №10	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90	20,94	4130	37,17	1,77
Котельная №10	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	11	0,29	3,13	13,37	772	8,49	0,64
Котельная №10	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	8	0,56	1,05	4,49	3490	27,92	6,21
Котельная №11	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,10	1,11	4,74	772	4,63	0,98
Котельная №11	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	15	0,64	1,20	5,15	3490	52,35	10,17
Котельная №12	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,19	2,22	9,47	772	9,26	0,98
Котельная №12	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,13	0,61	2,61	3490	10,47	4,01
Котельная №13	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	9	1,26	4,90	20,94	4130	37,17	1,77
Котельная №13	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная №13	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	10	0,70	1,31	5,62	3490	34,90	6,21
Котельная	Светодиодный прожектор	64	4	0,34	1,33	5,69	4130	16,52	2,91

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№14	"Модуль Прожектор" универсальный								
Котельная №14	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,13	1,32	5,63	772	6,18	1,10
Котельная №14	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,09	0,16	0,69	3490	6,98	10,17
Котельная №15	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	7	0,98	3,81	16,29	4130	28,91	1,77
Котельная №15	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	8	0,21	2,42	10,34	772	6,18	0,60
Котельная №15	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06	0,24	700	0,70	2,88
Котельная №15	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	6	0,42	0,79	3,37	3490	20,94	6,21
Котельная №16	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,68	7,19	772	4,63	0,64
Котельная №16	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	5	0,35	0,66	2,81	3490	17,45	6,21
Котельная №17	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	3	0,26	1,00	4,26	4130	12,39	2,91
Котельная №17	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	12	0,19	2,22	9,47	772	9,26	0,98
Котельная №17	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,13	0,24	1,03	3490	10,17	10,17
Котельная	Светодиодный	12	1	0,05	0,74	3,15	772	0,77	0,25

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№18	промсветильник "Айсберг Призма"								
Котельная №18	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №19	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	18	0,29	3,32	14,21	772	13,90	0,98
Котельная №19	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	20	0,86	1,61	6,86	3490	69,80	10,17
Котельная №20	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	8	1,12	4,35	18,62	4130	33,04	1,77
Котельная №20	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	20	0,53	6,04	25,84	772	15,44	0,60
Котельная №20	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	30	2,10	3,94	16,85	3490	104,70	6,21
Котельная №21	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	10	1,40	5,44	23,27	4130	41,30	1,77
Котельная №21	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02	12,92	772	7,72	0,60
Котельная №21	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №22	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	2	0,28	1,09	4,65	4130	8,26	1,77
Котельная №22	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная	Промсветильник	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№22	светодидный Енисей 64.3600.32								
Котельная №23	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	4	0,11	0,95	4,05	772	3,09	0,76
Котельная №23	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26	1,12	3490	6,98	6,21
Котельная №24	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,81	7,75	772	4,63	0,60
Котельная №25	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	18	2,52	9,80	41,88	4130	74,34	1,77
Котельная №25	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	2,76	11,80	772	7,72	0,65
Котельная №25	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	29	2,03	3,81	16,29	3490	101,21	6,21
Котельная №26	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	4	0,56	2,18	9,31	4130	16,52	1,77
Котельная №26	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,34	1,46	772	1,54	1,06
Котельная №26	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26	1,12	3490	6,98	6,21
Котельная №27	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	2	0,28	1,09	4,65	4130	8,26	1,77
Котельная №27	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	10	0,26	3,02	12,92	772	7,72	0,60
Котельная	Промсветильник	16	1	0,04	0,17	0,71	2660	2,66	3,74

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№27	светодидный Енисей 32.1800.16								
Котельная №28	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	6	0,16	1,81	7,75	772	4,63	0,60
Котельная №28	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26	1,12	3490	6,98	6,21
Котельная №29	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная №29	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06	0,24	700	0,70	2,88
Котельная №29	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	3	0,21	0,39	1,69	3490	10,47	6,21
Котельная №30	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60	2,58	772	1,54	0,60
Котельная №31	Светодиодный прожектор "Модуль Прожектор" универсальный	64	11	1,54	5,99	25,60	4130	45,43	1,77
Котельная №31	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47	2,02	772	1,54	0,76
Котельная №31	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №32	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47	2,02	772	1,54	0,76
Котельная №33	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,34	1,46	772	1,54	1,06
Котельная	Промсветильник	32	3	0,21	0,39	1,69	3490	10,47	6,21

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№33	светодидный Енисей 64.3600.32								
Котельная №34	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,24	1,01	772	0,77	0,76
Котельная №35	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная №35	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	2	0,14	0,26	1,12	3490	6,98	6,21
Котельная №36	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная №36	Промсветильный светодидный SPP-3-20-6K-M ЭРА	20	1	0,04	0,06	0,24	700	0,70	2,88
Котельная №36	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №38	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,11	0,45	772	0,77	1,72
Котельная №38	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,17	0,71	2660	2,66	3,74
Котельная №39	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,47	2,02	772	1,54	0,76
Котельная №39	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №40	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная	Светодиодный прожектор	64	4	0,56	2,18	9,31	4130	16,52	1,77

Наименование объекта	Рекомендуемое светодиодное освещение					Затраты			Срок окупаемости, лет
	Тип, марка	$P_{ном}$, Вт	Кол-во	Wрек_год, тыс.кВт·ч	ΔWгод, тыс.кВт·ч	Экономия тыс. руб.	Цена единицы оборудования, руб.	Стоимость замены оборудования, тыс. руб.	
№41	"Модуль Прожектор" универсальный								
Котельная №41	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,37	1,57	772	0,77	0,49
Котельная №41	Промсветильник светодидный Енисей 64.3600.32	32	4	0,28	0,53	2,25	3490	13,96	6,21
Котельная №42	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	13	0,34	3,86	16,52	772	10,04	0,61
Котельная №42	Промсветильник светодидный Енисей 32.1800.16	16	1	0,04	0,17	0,71	2660	2,66	3,74
Котельная №43	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	1	0,03	0,24	1,01	772	0,77	0,76
Котельная №44	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60	2,58	772	1,54	0,60
Котельная №45	Светодиодный промсветильник "Айсберг Призма"	12	2	0,05	0,60	2,58	772	1,54	0,60
			616,00	36,33	161,95	692,45	242,88	1442,37	2,08

Экономический эффект от реализации данного мероприятия составит 692,45 тыс. руб. Стоимость замены светильников освещения составит 1442,37 тыс. руб. Таким образом, простой срок окупаемости составит 2,08 года.

Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости приведены в таблице 26, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 26 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	1,2
Приведенная стоимость инвестиций	1,1
Приведенная стоимость (PV)	2,3
Индекс рентабельности (PI)	2,13
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	5,2
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	5,2
Внутренняя норма доходности (IRR)	30,4%

По результатам расчета, дисконтированный срок окупаемости составляет 5,2 года, внутренняя норма доходности составила 30,4%.

8.2 Модернизация котельных путем подключения погодозависимой автоматики с каскадным регулированием тепловой мощности

В процессе энергетического обследования выявлено, что регулирование производительности котельных осуществляется в ручном режиме оператором по температурному графику несколько раз в сутки, при этом температура наружного воздуха в течение суток значительно изменяется, на рисунке 23 представлена динамика изменения температуры воздуха в течении суток за 19.01.2019 г. и 19.03.2019 г в г.Тюмени.

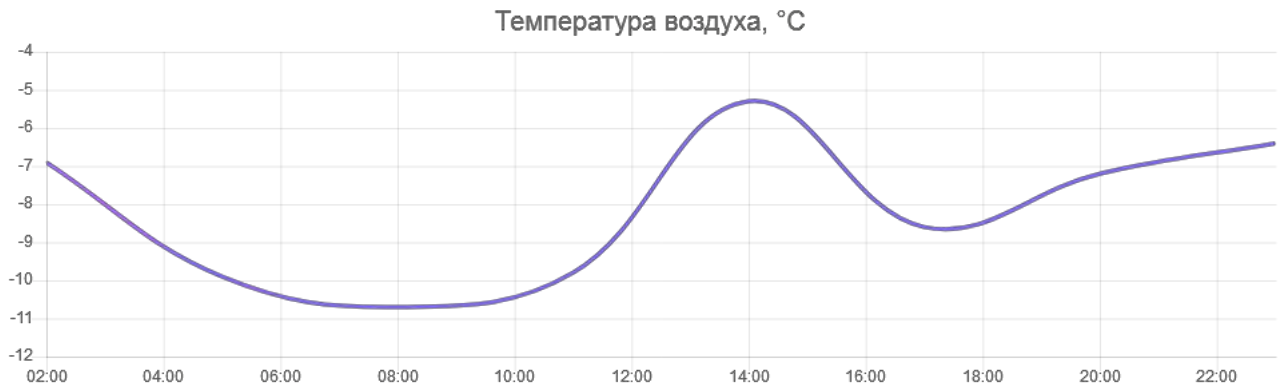

Рисунок 23 - Динамика изменения температуры воздуха за сутки 19 января 2019 года

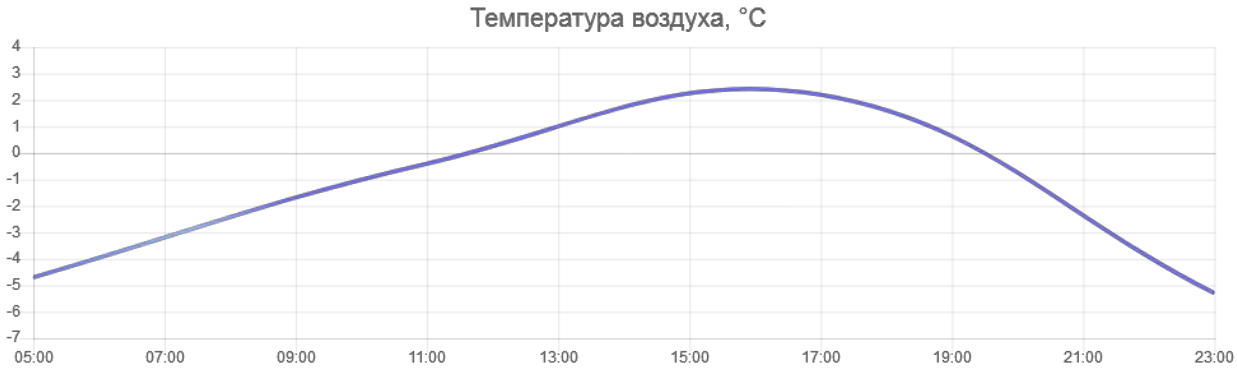

Рисунок 24 - Динамика изменения температуры воздуха за сутки 19 марта 2019 года

Из представленных рисунков видно, что температура наружного воздуха изменяется для января от -10,5 до -5,5 °С, для марта от -4,5 до +2,5 °С. При ручной корректировке тепловой производительности котельной обеспечить требуемую температуру подающей линии в соответствие с температурным графиком практически невозможно. Отсутствие точной регулировки температуры теплоносителя, в зависимости от температуры наружного воздуха приводит к превышению температуры теплоносителя в подающей линии в отличии от требуемого значения по температурному графику. Для повышения энергоэффективности работы котельной рекомендуется оснастить котельные погодозависимой автоматикой с каскадным регулированием.

Для оценки величины потенциала энергосбережения данного мероприятия было произведено сравнение нормативного и фактического отпуска тепловой энергии при фактической и расчетной температуре сетевой воды на котельных АО «УСТЭК». По результатам оценки срока окупаемости мероприятия (простого и дисконтированного), ниже приведен результат выбора объектов, на которых целесообразна реализация мероприятия.

Фактические параметры теплоносителя были взяты по показаниям теплосчетчика, расчетные параметры – на основании расчетного температурного графика тепловой сети при фактических температурах наружного воздуха (см. таблицу 27 и приложение 3).

Таблица 27 - Результаты сравнения фактического и нормативного потребления тепловой энергии

Месяц	Темп-ра наружного воздуха, ºС	Фактическая температура сетевой воды, ºС		Расчетная температура сетевой воды, ºС		Расчетный отпуск тепловой энергии,	Фактический отпуск тепловой энергии,	Отклонение	
		Прямая	Обратная	Прямая	Обратная	Гкал	Гкал	Гкал	%
Январь	-16,8	75,8	59,6	71,5	55,5	1612,4	1629,4	17,0	1,04
Февраль	-12,9	72,4	57,4	67,1	52,7	1280,7	1338,2	57,5	4,30
Март	-8,1	72,2	57,6	61,7	49,3	1226,8	1454,4	227,7	15,65
Декабрь	-14,1	73,1	58,5	67,8	53,2	1522,3	1533,6	11,2	0,73
Итого							5955,6		Среднее значение 5,4

Представленные данные показывают, что величина отклонения фактического и расчетного отпуска изменяется в пределах от 0,73% (декабрь) до 15,65% (март). В среднем внедрение погодозависимой автоматики, за счет точного регулирования температуры теплоносителя, позволит снизить объем отпуска тепловой энергии потребителям на5,4%. При проведении расчетов потенциала энергосбережения от реализации данного мероприятия, по согласованию с Заказчиком, был принят минимальный уровень экономии тепловой энергии, определенный в таблице 62 и равный 0,73% от отпуска тепловой энергии в сеть.

Кроме исключения перерасхода тепловой энергии, внедрение автоматики позволяет снизить затраты на персонал (котельные работают в автоматическом режиме и не требуют оперативного обслуживания). Издержки на работу персонала котельных, были определены по данным финансовой службы и отдела социально-трудовых отношений предприятия (см. файл «Анализ котельные.xlsx) в 2018 году.

В таблице 28 представлен расчет экономического эффекта при внедрении данного мероприятия.

Таблица 28 - Расчет экономического эффекта при реализации мероприятия по установке погодозависимой автоматики

№	№ котельной	Адрес котельной	Потенциал энергосбережения		Снижение заработной платы
			тыс.м.куб./год	тыс.руб.	тыс.руб.
1	5	ул.Школьная, 11 стр.1 (с.Утяшево)	13,4	68,3	699
2	6	ул.Береговая, 3 стр.2 (д.Воронино)	0,7	3,5	565
3	21	ул.Водников, 28 (п.Антипино)	75,1	383,8	1888
4	24	ул.Маршала Захарова, 5 стр.1	18,4	94,2	742
5	27	ул.Муллы-Нур Вахитова, 12а	2,4	12,5	677
6	29	ул.Ангарская, 18а	0,5	2,5	589
7	30	ул.Чекистов, 31а стр.1	0,5	2,4	594
8	16	ул.Вербная, 7 стр.1 (п.Строителей)	6,5	33,3	783
9	31	мкр. «Лесной», 1а стр.1	6,5	33,1	923
10	42	ГУП ТОС "Аграрник" (Серебряный Бор)	3,8	19,6	742
11	43	ул.Щербакова, 142	1,8	9,0	574
12	33	ул.Рябиновая, 55 стр1	0,4	2,2	124
13	36	ул.Заозерная, 33 стр1	0,1	0,5	121
14	39	2 км Старо-Тобольского тракта	0,7	3,4	118
15	47		1,6	5,5	454
	Итого		132	674	9593

Затраты на реализацию мероприятия складываются из затрат на установку погодозависимой автоматики (рекомендуется шкафа управления "ВЕГА") стоимостью 466,56 рублей, СМР в размере 70% от стоимости оборудования и ПНР в размере 30% от стоимости оборудования.

Шкаф автоматического управления «ВЕГА» устанавливается в каждой котельной и обеспечивает сбор данных и отправку на диспетчерский пункт.

Функциональность:

- управление общекотельным оборудованием (16 дискретных выходов 220В, 4 аналоговых выхода).

- каскадный контроллер котлов с автоматикой горелок серии КП, либо другая автоматика с унифицированными сигналами управления или имеющая открытый протокол управления;

- погодозависимое регулирование;

- контроль уровня в баке ХВО;

- управление насосом подпитки;

- управление сетевыми насосами;

- возможность подключения датчиков температуры 6 каналов;

- возможность подключения датчиков давления (аналоговые входа 8 шт.);

- отображение параметров на экране;

- чтение показаний с приборов учёта (теплосчётчик, электросчётчик, корректор газа).

Программное обеспечение:

АРМ для ПК оператора котельной (индивидуально для каждой котельной):

- управление котлами/общекотельным оборудованием с АРМ, ведётся архив действий оператора;

- мнемосхема котельной;

- графики по всем параметрам;

- с возможностью управления;

- создание дневных/месячных отчётов (при подключении счётчиков тепла, электроэнергии, воды на подпитку, газа).

Для внедрения погодозависимой автоматики на котельной №21 дополнительно необходимо заменить горелочные устройства на котлах №4, 5, 6, 7 на горелки современного типа (например, КП-400Б-50Д стоимостью 788,760 тыс.руб. каждая). Дополнительные затраты на замену горелочных устройств составят: СМР – 947 тыс.рублей, ПНР – 631 тыс.руб.

В таблице 29 приведен расчет экономического эффекта от реализации данного мероприятия по каждой котельной.

Таблица 29 - Сводные данные по стоимости оборудования автоматики

№	№ котельной	Адрес котельной	Тип автоматики	Стоимость, тыс.руб	Дополнительные расходы, тыс.руб		Итого
					Монтаж	ПНР	тыс. руб
1	5	ул.Школьная, 11 стр.1 (с.Утяшево)	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
2	6	ул.Береговая, 3 стр.2 (д.Воронино)	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
3	21	ул.Водников, 28 (п.Антипино)	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	5623,63
			4 горелки	3155,0	946,5	631,0	
4	24	ул.Маршала Захарова, 5 стр.1	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
5	27	ул.Муллы-Нур Вахитова, 12а	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
6	29	ул.Ангарская, 18а	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
7	30	ул.Чекистов, 31а стр.1	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
8	16	ул.Вербная, 7 стр.1 (п.Строителей)	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
9	31	мкр. «Лесной», 1а стр.1	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
10	42	ГУП ТОС "Аграрник" (Серебряный Бор)	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
11	43	ул.Щербакова, 142	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
12	33	ул.Рябиновая, 55 стр1	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
13	36	ул.Заозерная, 33 стр1	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
14	39	2 км Старо-Тобольского тракта	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
15	47	ул. Большая Заречная, 2	ШУ "ВЕГА"	466,6	326,6	98,0	891,13
	Итого			10153	5845	2101	18099,44

Таким образом, при суммарных затратах на реализацию мероприятия в размере 18 099,44 тыс. руб. простой срок окупаемости составит 1,76 года.

Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости приведены в таблице 30, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 30 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	28,3
Приведенная стоимость инвестиций	13,4
Приведенная стоимость (PV)	41,7
Индекс рентабельности (PI)	3,11
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	3,8
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	3,8
Внутренняя норма доходности (IRR)	50,4%

По результатам расчета, дисконтированный срок окупаемости составляет 3,8 года, внутренняя норма доходности составила 50,4%.

Для внедрения мероприятий на ближайшие пять лет рекомендуется внедрение данного мероприятия на котельных №5 и 16. Оценка выявленного потенциала определяется на основании сравнения изменения значений фактических удельных расходов топлива по результатам приборов учета природного газа и тепловой энергии. Сравнение производится на основании полученных статистических данных в течение минимум одного года.

Дополнительно, для повышения эффективности работы средств автоматизации рекомендуется внедрить единую систему диспетчеризации всех котельных и ЦТП. Ввиду разнообразия установленного оборудования по типам, производителей, определение стоимости внедрения диспетчеризации котельных может варьироваться от 1млн. рублей до 3млн. рублей в зависимости от уровня оснащенности. Определение точной стоимости внедрения возможно только при проектном обследовании. Ориентировочные затраты на внедрение системы диспетчеризации, для одной котельной составят 1,5 млн.рублей, для ЦТП 700 тыс.рублей, а суммарная стоимость составит порядка 200 млн.рублей. Мероприятие по внедрению единой системы диспетчеризации носит рекомендательный характер, а затраты на его реализацию не учеты в расчете основного мероприятия.

8.3 Установка блочно-модульной котельной взамен котельной №4

Анализ режима работы котельной №4 показал, что установленная мощность котельной (которая по данным последней РНИ составляет 3,5 Гкал/ч) превышает подключенную нагрузку в несколько раз (к сетям котельной подключен один потребитель – здание общежития, тепловая нагрузка которого составляет 0,089 Гкал/ч).

С целью оптимизации работы энергетического оборудования, а также снижения эксплуатационных издержек на работу существующей котельной (с учетом отсутствия планов перспективного развития района) рекомендуется:

1. Установка «новой» блочно-модульной котельной (БМК).
2. Консервация «старой» котельной №4.

В БМК рекомендуется установка двух котлов, суммарной мощностью 200 кВт (по 100 кВт каждый), которая позволит покрыть подключенную нагрузку к существующей котельной №4.Здание БМК рекомендуется установить рядом со зданием общежития.

Экономический эффект от реализации данного мероприятия определяется эксплуатационными издержками на работу котельной №4, которые по данным финансовой службы и отдела социально-трудовых отношений предприятия (см. файл «Анализ котельные.xlsx) в 2018 году составили 4741 тыс.руб. (включая затраты на приобретение энергоресурсов).

Затраты на реализацию мероприятия складываются из затрат на строительство БМК, эксплуатационных расходов (затрат на энергетические ресурсы, необходимые для работы БМК и дополнительные затраты на обслуживание оборудования).

Затраты на строительство БМК составят 6251 тыс.руб. (по данным из актуализированной схемы теплоснабжения).

Расчет объемов энергоресурсов, необходимых для работы БМК приведен в таблице 31.

Таблица 31 - Расчет объемов энергоресурсов, необходимых для работы БМК

Наименование	Значение	Ед.изм.
Расчетная тепловая нагрузка	0,089	Гкал/ч
Расчетная температура наружного воздуха для г.Тюмень	-35	ºС
Расчетная температура внутри помещений	20	ºС
Продолжительной отопительного периода	223	сут
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	-6,9	ºС
Полезный отпуск тепловой энергии потребителям	243	Гкал
Потери в тепловых сетях (принято 10%)	24	Гкал
Собственные нужды котельной (принято-2,9%)	8	Гкал
Выработка тепловой энергии	275	Гкал
Расход природного газа	**45**	**т.у.т**
	39	**тыс.куб.м**
Расход электрической энергии (по нормативу)	**5,5**	**тыс.кВтч**
Итого расходы ТЭР	225	тыс. руб

Общие затраты на энергоресурсы для работы БМК составляют 225 тыс. руб. в год.

Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости приведены в таблице 32, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 32 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	13,5
Приведенная стоимость инвестиций	4,6
Приведенная стоимость (PV)	18,1
Индекс рентабельности (PI)	3,91
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	3,2
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	3,2
Внутренняя норма доходности (IRR)	69,7%

Данное мероприятие предусмотрено актуализированной схемой теплоснабжения МО городской округ город Тюмень на период с 2019 по 2040 гг. на 2024 год. При последующей актуализации рекомендуется рассмотреть возможность переноса мероприятия на более ранний период 2023 год.

8.4 Установка блочно-модульной котельной взамен котельной №13

Анализ режима работы котельной №13 показал, что установленная мощность котельной (которая по данным последней РНИ составляет 4,3 Гкал/ч) превышает подключенную нагрузку в несколько раз (тепловая нагрузка составляет 0,3 Гкал/ч).

С целью оптимизации работы энергетического оборудования, а также снижения эксплуатационных издержек на работу существующей котельной (с учетом отсутствия планов перспективного развития района) рекомендуется:

1. Установка «новой» блочно-модульной котельной (БМК) мощностью 500 кВт.
2. Консервация «старой» котельной №13.

В БМК рекомендуется установка двух котлов, суммарной мощностью 500 кВт (по 250 кВт каждый), которая позволит покрыть подключенную нагрузку к существующей котельной №13.Здание БМК рекомендуется установить рядом со «старой» котельной.

Экономический эффект от реализации данного мероприятия определяется эксплуатационными издержками на работу котельной №13, которые по данным финансовой службы и отдела социально-трудовых отношений предприятия (см. файл «Анализ котельные.xlsx) в 2018 году составили 3473,4 тыс.руб. (включая затраты на приобретение энергоресурсов).

Затраты на реализацию мероприятия складываются из затрат на строительство БМК, эксплуатационных расходов (затрат на энергетические ресурсы, необходимые для работы БМК и дополнительные затраты на обслуживание оборудования).

Затраты на строительство БМК составят 6020 тыс.рублей (по данным из актуализированной схемы теплоснабжения).

Расчет объемов энергоресурсов, необходимых для работы БМК приведен в таблице 33.

Таблица 33 - Расчет объемов энергоресурсов, необходимых для работы БМК

Наименование	Значение	Ед.изм.
Расчетная тепловая нагрузка	0,3	Гкал/ч
Расчетная температура наружного воздуха для г.Тюмень	-35	ºС
Расчетная температура внутри помещений	20	ºС
Продолжительной отопительного периода	223	сут
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	-6,9	ºС
Полезный отпуск тепловой энергии потребителям	820	Гкал
Потери в тепловых сетях (принято 10%)	82	Гкал
Собственные нужды котельной (принято-2,9%)	26	Гкал
Выработка тепловой энергии	929	Гкал
Расход природного газа	**152**	**т.у.т**
	131	**тыс.куб.м**
Расход электрической энергии (по нормативу)	**18,6**	**тыс.кВтч**
Итого расходы ТЭР	750	тыс. руб

Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости приведены в таблице 34, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 34 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	4,3
Приведенная стоимость инвестиций	4,5
Приведенная стоимость (PV)	8,8
Индекс рентабельности (PI)	1,96
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	5,6
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	5,6
Внутренняя норма доходности (IRR)	27,2%

Данное мероприятие предусмотрено актуализированной схемой теплоснабжения МО городской округ город Тюмень на период с 2019 по 2040 гг. на 2031 год. При последующей актуализации рекомендуется рассмотреть возможность переноса мероприятия на более ранний период.

8.5 Перевод системы теплоснабжения котельной №22 на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ

Для снижения эксплуатационных издержек на работу котельной №22, предлагается перевести сети теплоснабжения, подключенные к указанной котельной на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ-1. Анализ схем тепловых сетей, подключенных к котельной №22 и к ТЭЦ-1, показал возможность выполнить их объединение. Для этого предполагается строительство участка тепловой сети, от камеры 11С6 до котельной №22 общей протяженностью 310 метров подземной бесканальной прокладки и диаметром Ду 50. В результате объединения сетей, котельная №22 будет выведена из эксплуатации. На рисунке 25 представлена трассировка вновь строящейся трассы тепловой сети от котельной №22 до сетей ТЭЦ.

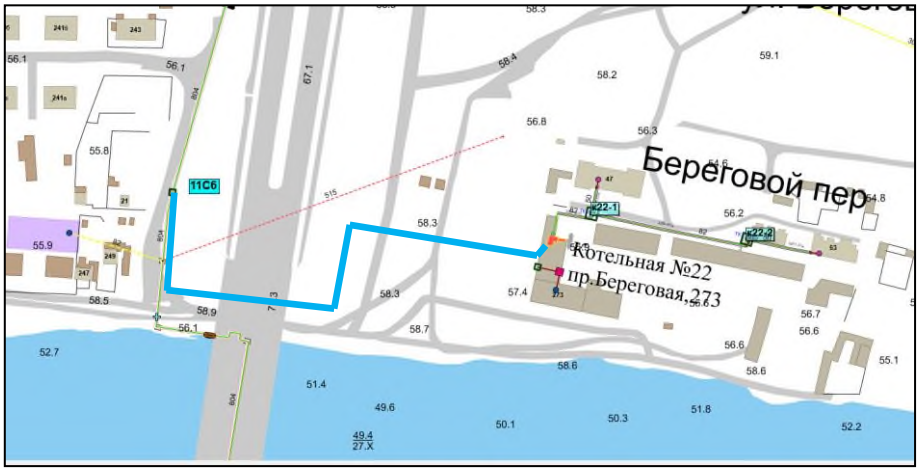

Рисунок 25 - Трассировка вновь строящейся трассы тепловой сети от котельной №22 до сетей ТЭЦ

Затраты на строительство участка тепловой сети были определены на основании удельной стоимости строительства тепловых сетей, принятого на предприятии (см. приложение 1) и составляют 4625,8 тыс. рублей.

Экономия от реализации данного мероприятия определяется как величина эксплуатационных издержек на работу котельной, которые по данным финансовой службы предприятия (см. файл «Анализ котельные.xlsx) в 2018 году составили 3284,6 тыс.руб и дополнительных затрат на приобретение у ТЭЦ тепловой энергии (478,31 Гкал в год по данным за 2018 год) которые составят 353,6 тыс.руб. Общая экономия составит 2931 тыс.рублей. Результаты расчета дисконтированного срока

окупаемости приведены в таблице 35, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 35 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	8,5
Приведенная стоимость инвестиций	3,4
Приведенная стоимость (PV)	12,0
Индекс рентабельности (PI)	3,49
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	2,9
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	2,9
Внутренняя норма доходности (IRR)	68,5%

Данное мероприятие предусмотрено актуализированной схемой теплоснабжения МО городской округ город Тюмень на период с 2019 по 2040 гг. на 2024 год. При последующей актуализации рекомендуется рассмотреть возможность переноса мероприятия на более ранний период.

8.6 Перевод системы теплоснабжения котельной №28 на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ

Для снижения эксплуатационных издержек на работу котельной №28, предлагается перевести сети теплоснабжения, подключенные к указанной котельной на централизованное теплоснабжение от ТЭЦ-1. Анализ схем тепловых сетей, подключенных к котельной №28 и к ТЭЦ-1, показал возможность выполнить их объединение. Для этого предполагается строительство участка тепловой сети, от камеры 13П7 до здания ЦТП №155 общей протяженностью 160 метров канальной прокладки и диаметром Ду 200 мм. В результате объединения сетей, котельная №28 будет выведена из эксплуатации. На рисунке 26 представлена трассировка вновь строящейся трассы тепловой сети от котельной №28 до сетей ТЭЦ.

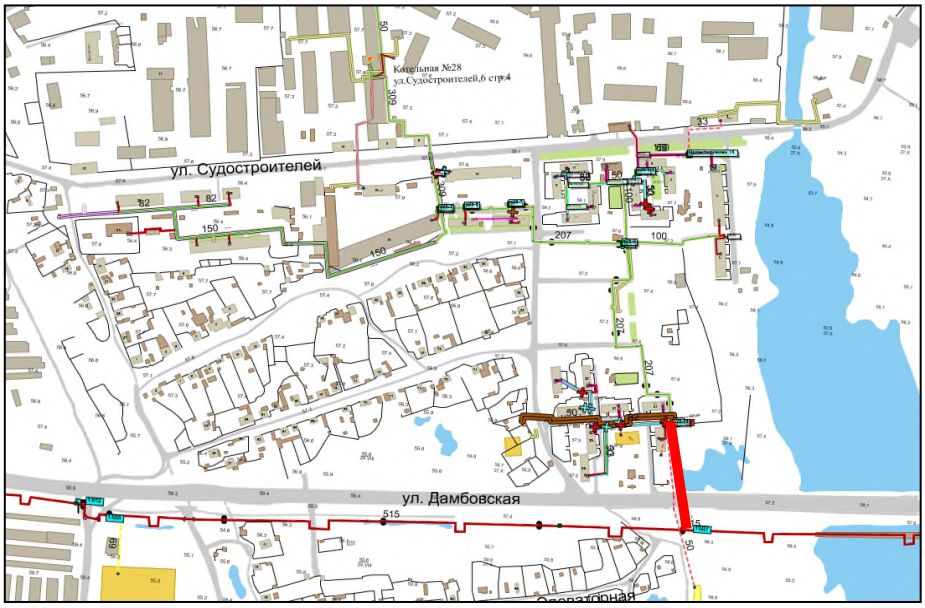

Рисунок 26 - Трассировка вновь строящейся трассы тепловой сети от котельной

Рисунок 27 - №28 до сетей ТЭЦ

Затраты на строительство участка тепловой сети были определены на основании удельной стоимости строительства тепловых сетей, принятого на предприятии (см. приложение 1) и составляют 17751тыс. рублей.

Экономия от реализации данного мероприятия определяется как величина эксплуатационных издержек на работу котельной, которые по данным финансовой службы предприятия (см. файл «Анализ котельные.xlsx) в 2018 году составили 15873,1 тыс.руб и дополнительных затрат на приобретение у ТЭЦ тепловой энергии (7963,88 Гкал в год по данным за 2018 год) которые составят 7963,9 тыс.руб. Общая экономия составит 7909,2 тыс.рублей. Простой срок окупаемости составит – 2,2 года. Рекомендуемый срок внедрения – 2022 год. Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости приведены в таблице 36, а детальный расчет выполнен в таблицах формата EXCEL, и передан заказчику.

Таблица 36 - Результаты расчета дисконтированного срока окупаемости

Суммарная оценка	MRUR
Чистый дисконтированный доход (NPV)	15,7
Приведенная стоимость инвестиций	13,2
Приведенная стоимость (PV)	28,9
Индекс рентабельности (PI)	2,19
Дисконтированный срок окупаемости с момента первого платежа (DPP after 1st payment)	5,1
Дисконтированный срок окупаемости с момента ввода в эксплуатацию (DPP - after full implementation)	5,1
Внутренняя норма доходности (IRR)	31,6%

Данное мероприятие предусмотрено актуализированной схемой теплоснабжения МО городской округ город Тюмень на период с 2019 по 2040 гг. на 2031 год. При последующей актуализации рекомендуется рассмотреть возможность переноса мероприятия на более ранний период.

Таблица 37 - ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРИВЕДЕННЫХ В ТАБЛИЦЕ 22

N п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	2018	Плановые значения целевых показателей по годам				
			(базовый год)	2019 г.	2020г.	2021 г.	2022г.	2023 г.
1	Удельный расход топлива	кг.у.т/Гкал	163,5	163,5	163,5	163,49	163,47	163,44
2	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристики тепловой сети	Гкал/кв.м	4,115	4,115	4,115	4,115	4,115	4,115
		куб.м/кв.м	13,57	13,57	13,57	13,57	13,57	13,57
3	Величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	тыс.Гкал	1399,61	1399,61	1399,61	1399,61	1399,61	1399,61
		тыс.куб.м	4613,79	4613,79	4613,79	4613,79	4613,79	4613,79
4	Доля осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройства не менее	%	30	50	75	84	91	100
5	Объем выбросов парникового газа (лиоксид углерода - СО2) при производстве тепловой энергии	т/Гкал	0,36487	0,36487	0,36487	0,36487	0,36480	0,36477

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации РД 34.20.501-95. Издание 15. М.: СПО ОРГРЭС, 2003. -160 с.

2. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. М.: Энергосервис, 2003.

3. Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) РД 153-34.1-09.164-00.

4. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе» и «Удельный расход электроэнергии», СО 153-34.20.523-2003 (ч. 1) – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

5. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Удельный расход сетевой воды», СО 153-34.20.523-2003 (ч. 2) – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

6. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери», СО 153-34.20.523-2003 (ч. 3) – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

7. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Потери сетевой воды», СО 153-34.20.523-2003 (ч. 4) – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

8. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (с изменениями и дополнениями).

9. Информационное письмо Минэнерго России от 28.12.2009 г. «О повышении качества подготовки расчётов и обоснования нормативов технологических потерь при передаче теплой энергии».

10. МДК 4-05.2004 «Методикой определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения» ЗАО «Роскоммунэнерго», 2003 г.

11. РД 153-34.0-20.507-98 Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей).

12. Манюк В.И., Каплинский Я.И., Хиж Э.Б., Манюк А.И., Ильин В.К. Наладка и

эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. - М.: Стройиздат, 1988. -432 с.

13. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. (Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003).

14. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. -38 с. (СП 124.13330.2011).

15. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением №2).

16. Учебное пособие Качество теплоснабжения городов. / Е.П. Кузнецов, Н.В. Кобышева, Т.А. Дацюк, Ю.И. Мусийчук, В.А. Васильев, С.Е. Голубев, В.А. Таратин -СПб.: ПЭИПК, 2004, 295 с.

17. СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий/Госстрой России. -М. ГУП ЦПП, 2001-58 с. (СП 30.13330.2010).

18. МДК 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» ЗАО «Роскоммунэнерго», 2000 г.

19. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей РД 34.40.505.

Прошито, пронумеровано, скреплено подписью и печатью
55 (пятьдесят пять) листов

Генеральный директор АО "УСТЭК" _____ Царгасов М.Ф.

М.П.

Исполнительный директор АО "УСТЭК" _____ Перескальский А.Е.

М.П.

АО «УСТЭК»