



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «КонцессКом»
А.Е.Зубович

04

2019г.

ПРОГРАММА энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «КонцессКом» на период 2018 –2020г.г.

редакция 2019г. в соответствии с Приказом РСТ Югры от 28.03.2019г. №32

Разработано:
Главный теплоэнергетик -
Начальник СЭН
ООО «КонцессКом»

А.В.Василишина
2019г.

Содержание	
Паспорт Программы	3-7
1. Общие сведения об организации	8
2. Целевые и прочие показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации Программы	9-10
3. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	11-17
4. Ожидаемые результаты (в натуральном и стоимостном выражении), включая экономический эффект от проведения мероприятий	19-21
5. Анализ существующего и прогнозного состояний объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности	22-58
6. Анализ потребления энергетических ресурсов	59-61
7. Обоснование финансовых потребностей на реализацию Программы и источников финансирования мероприятий	62
8. Механизм реализации и порядок контроля за ходом реализации Программы	63

ПАСПОРТ
ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ООО «КОНЦЕССКОМ»
на период 2018 –2020г.г.

табл.1.

Полное наименование организации	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Основание для разработки программы	<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон № 261-ФЗ); - Постановление Правительства РФ от 15 мая 2010 г. N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности"; - Приказ РСТ ХМАО-Югры от 22 марта 2017г. № 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих в редакции регулируемые виды деятельности, на 2018 – 2020 годы» в редакции Приказа РСТ Югры от 28.03.2019г. №32; - Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 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»
Полное наименование исполнителей и (или) соисполнителей программы	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Полное наименование разработчиков программы	Общество с ограниченной ответственностью «Концессионная Коммунальная Компания»
Цели программы	<ul style="list-style-type: none"> - определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности - снижение энергоемкости производства и транспортировки тепловой энергии за счет реализации мероприятий Программы в части повышения эффективности потребления энергоресурсов, рационального и экологически ответственного использования энергии.

<p>Задачи программы</p>	<ul style="list-style-type: none"> - снижение расхода энергетических ресурсов на собственное потребление, - снижение затрат на производство и транспортировку тепловой энергии и горячей воды, - осуществление точного учёта и контроля за производством и поставкой энергетических ресурсов потребителям, - снижение эксплуатационных затрат на содержание и ремонт тепловых сетей, - снижение потерь в тепловых сетях и сетях горячего водоснабжения. -повышение надежности системы теплоснабжения, -повышение качества предоставления услуг теплоснабжения для потребителей ООО «КонцессКом».
<p>Целевые показатели программы</p>	<p><u>2018г.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1.КПД энергетического оборудования, % - 92,22 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 156,0 3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32 4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00 5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40 6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70 <p><u>2019г.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1.КПД энергетического оборудования, % - 92,22 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 158,6 3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32 4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00 5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40 6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70 <p><u>2020г.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1.КПД энергетического оборудования, % - 92,22 2. Удельный расход условного топлива, кг у.т. на 1 Гкал. – 158,6 3. Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника, % - 2,32 4. Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии 1 Гкал, кВтч/Гкал - 31,00 5. Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал - 0,40 6. Технологические потери тепловой энергии в сети, % - 11,70

Сроки реализации программы	2018 –2020г.г.
Источники и объемы финансового обеспечения реализации программы	<p>Общий объем финансирования Программы составляет 6 017,64 тыс. руб. в том числе по годам:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2018 г. – 3 123,6 тыс. руб.; – 2019 г. – 2 003,6 тыс. руб.; - 2020 г. – 890,4 тыс. руб. <p>Источники финансирования Программы: Внебюджетный источники (собственные средства ООО «КонцессКом»)</p>
Планируемые результаты реализации программы	<p>1. Технологические результаты: Годовая экономия в натуральном выражении, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – попутного газа – 691,33 тыс. м³; – электрической энергии – 36,00 тыс. кВт ч; – воды – 1,33 тыс. м³. <p>2. Экономические результаты: Годовая экономия в стоимостном выражении - 2 547,08тыс.руб., в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – попутного газа – 2 357,44 тыс. руб.; – электрической энергии – 146,52 тыс. руб.; – воды – 43,12 тыс. руб.
Контроль за выполнением Программы	<p>Разработку, анализ и мониторинг реализации Программы обеспечивает главный теплоэнергетик -начальник СЭН Василюшина А.В. Реализацию Программы обеспечивает зам.ген.директора по производству Папушин А.В. Контроль за реализацией программы осуществляет генеральный директор ООО «КонцессКом» Зубович А.Е.</p>

Почтовый адрес		Россия, 628484, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская обл., г.Когалым, ул.Прибалтийская, 53		
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)		Главный теплоэнергетик - начальник СЭН Василина А.В. тел. 8(34667) 20063 (доб.150)		
Даты начала и окончания действия программы		2018 –2020г.г.		
Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС	Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)	
			При осуществлении регулируемого вида деятельности	При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды

				Суммарные затраты ТЭР		Годовая экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Годовая экономия ТЭР в результате реализации программы		
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	
2017 (базовый год) <*>		3 466,500	0	79 816,4	256,62	859,69	2,87					
2018		3 123,6	0	79 074,1	265,01	911,13	2,55					
2019		2 003,6	0	79 074,1	275,61							
2020		890,4	0	79 074,1	286,65							
ВСЕГО за период 2018-2010		6 017,64	0	317 038,7	827,27							

<*> Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

1. Общие сведения об организации

Заказчиком и разработчиком Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности является ООО «КонцессКом»

Юридический адрес: 628484, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 53.

Тел./факс: (34667) 2-32-86, (34667) 2-05-37; E-mail: teplo929@yandex.ru.

Руководитель: генеральный директор Зубович Александр Евгеньевич.

Общество с ограниченной ответственностью «КонцессКом» создано в 2009 году в соответствии с требованиями Гражданского Кодекса РФ и Федерального закона РФ от 08.02.1998 № 14-ФЗ «Об обществах с ограниченной ответственностью»; является юридическим лицом с момента государственной регистрации, имеет обособленное имущество, самостоятельный баланс, расчетный и иные счета в учреждениях банков.

Реквизиты:

- ИНН/КПП 8608053716/860801001;
- БИК 047162812;
- р/с 40702810300050000328 в Ф-Л ЗС ПАО Банка «ФК Открытие» г.Ханты-Мансийск;
- кор./с 30101810465777100812;
- ОГРН 1098608000094
- ОКПО 60880817
- ОКАТО 71116660000
- ОКФС 16
- ОКОПФ 30002
- ОКТМО 71816160
- ОКОГУ 4210014
- Ф.И.О., должность, телефон, факс должностного лица, ответственного за техническое состояние оборудования: зам.ген.директора по производству Папушин А.В., 8(34667) 2-67-90
- Ф.И.О., должность, телефон, факс должностного лица, ответственного за энергосбережение: главный теплоэнергетик - начальник службы энергонадзора А.В. Василишина, тел. 8(34667)2-00-63 доб.150
- Основной вид деятельности ООО «КонцессКом» – производство, передача и распределение тепловой энергии, эксплуатация объектов котлонадзора, тепловых сетей, деятельность по ремонту и поверке средств измерений, эксплуатация и обслуживание объектов Гостехнадзора.

Главные задачи предприятия:

- бесперебойное теплоснабжение потребителей;
- эксплуатация и содержание в технически исправном состоянии котельных и котельного оборудования, тепловых и инженерных сетей;
- содержание и эксплуатация центральных тепловых пунктов, левобережной части города;
- своевременное проведение текущих и капитальных ремонтов магистральных, внутриквартальных тепловых и инженерных сетей, а также теплоэнергетического оборудования котельных.

2. Целевые и прочие показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации Программы

Целевые показатели Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, на 2018-2020 годы для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения и их значение установлены Приказом Региональной службы по тарифам ХМАО-Югры от 22.03.2017 № 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2018–2020 годы». Планируемые и фактически достигнутые в ходе реализации Программы значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности рассчитываются для каждого года на протяжении всего срока реализации Программы. Целевые показатели настоящей программы представлены в **табл. 3**.

N п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Вид топлива	(базовый год) 2017г.*	Плановые значения целевых показателей по годам		
					2018г.	2019г.	2020г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Целевые показатели						
1.1	КПД энергетического оборудования	%	попутный нефтяной газ	91,6	92,22	92,22	92,22
1.2	Удельный расход условного топлива	кг у.т. на 1 Гкал.		156,34	156,00	158,60	158,60
1.3	Расход тепловой энергии на собственные нужды теплоисточника,	%		2,39	2,32	2,32	2,32
1.4	Удельный расход электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии	1 Гкал, кВтч/Гкал		32,13	31,00	31,00	31,00
1.5	Удельный расход воды на выработку и передачу 1 Гкал тепловой энергии	1 Гкал тепловой энергии, м3/Гкал		0,21	0,40	0,40	0,40
1.6	Технологические потери тепловой энергии в сети	%		13,38	11,70	11,70	11,70

2	Прочие показатели						
2.1	Количество точек учета поставляемых и получаемых энергоресурсов, в т.ч.:						
2.1.1	электрической энергии	шт.		29	29	29	29
2.1.2	тепловой энергии	шт.		6	6	6	6
2.1.3	холодной и горячей воды	шт.		9	9	9	9
2.2	Оснащенность приборами учета поставляемых и принимаемых энергоресурсов, в т.ч.:						
2.2.1	электрической энергии	%		100	100	100	100
2.2.2	тепловой энергии	%		100	100	100	100
2.2.3	холодной и горячей воды	%		100	100	100	100
2.3	Средняя за год цена энергетического ресурса						
2.3.1	электрической энергии	руб./кВт·ч*		3,91	4,07	4,23	4,40
2.3.2	тепловой энергии	руб./Гкал*		1 637,08	1 702,56	1 770,66	1 841,49
2.3.4	вода	руб./м ³ *		31,17	32,42	33,71	35,06
	попутный нефтяной газ	руб./тыс. м ³ *		3 151,35	3 227,40	3 408,50	3 544,84
3	Годовая экономия расходов ТЭР, достигнутая в результате сокращения их потребления (экономический эффект)						
3.1	электрической энергии	тыс. руб.*		1 243,14	146,52		
3.2	попутный нефтяной газ	тыс. руб.*		1 535,37	2357,44		
3.3	вода	тыс. руб.*		88,12	43,12		

Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

3. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Приказом Региональной службы по тарифам ХМАО-Югры от 22.03.2017 № 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2015-2017 годы» утвержден перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, на 2018-2020 г.г включает в себя следующие мероприятия:

табл.4

№ п/п	Наименование мероприятия	Сроки проведения, годы
1	Проведение энергетического обследования	1 раз в 5 лет
2	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных	2018 - 2020
3	Внедрение частотно-регулируемых электроприводов	2018 - 2020
4	Модернизация, замена технологического оборудования на более энергоэффективное	2018 - 2020
5	Автоматизация технологического процесса, освещения	2018 - 2020
6	Оптимизация режимов работы энергоисточников, тепловых сетей, количества котельных и их установленной мощности с учетом корректировок схем теплоснабжения, местных условий и видов топлива	2018 - 2020
7	Замена тепловых сетей на сети с ППУ изоляцией	2018 - 2020
8	Строительство тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий	2018 - 2020
9	Повышение тепловой защиты зданий, строений, сооружений	2018 - 2020
10	Модернизация котельных с использованием энергоэффективного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия	2018 - 2020
11	Строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия	2018 – 2020
12	Доведение использования осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня не менее 75%	2018 – 2020

Проведение энергетического обследования и энергетической паспортизации объектов

В соответствии со ст. 16 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, обязаны проводить энергетическое обследование не реже чем один раз каждые пять лет.

В 2015 году проведено обязательное энергетическое обследование ООО «КонцессКом», по результатам которого сформирован энергетический паспорт, который получил положительную оценку независимой экспертизы на соответствие требованиям,

установленным законодательством РФ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Форма энергопаспорта в полном объеме соответствует требованиям Приказа Минэнерго РФ от 30.06.2014г. №400 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования и его результатам и правил направлений копий энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования». Срок энергопаспорта составляет пять лет, не считая года разработки. Энергопаспорт прошел соответствующую регистрацию в СРО Союз «Национальная организация специалистов в области энергетических обследований и энергетической эффективности», где ему в реестре СРО присвоен регистрационный номер ЭП.4018/0245-07/2015. Уведомление о направлении СРО энергопаспорта в Минэнерго РФ для согласования получено. В связи с организацией филиала ООО «КонцессКом» «Лангепасские коммунальные системы», который является обособленным подразделением, расположенным в другом муниципальном образовании и срок действия энергопаспорта которого истекает в базовом 2017 году, запланировано мероприятие по актуализации энергопаспорта ООО «КонцессКом», как головного предприятия в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго РФ от 30.06.2014г. №400.

Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных

В рамках данного мероприятия предусмотрены такие организационные мероприятия в области электропотребления как:

- повышение контроля за использованием освещения;
- соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования;
- постоянное проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расходования.

Данные мероприятия не требуют дополнительных инвестиций, но позволят сэкономить на расходах электрической энергии.

Внедрение частотно-регулируемых электроприводов

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

Модернизация, замена технологического оборудования на более энергоэффективное

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

Автоматизация технологического процесса, освещения

В рамках данного направления не запланированы мероприятия.

Оптимизация режимов работы энергоисточников, тепловых сетей, количества котельных и их установленной мощности с учетом корректировок схем теплоснабжения, местных условий и видов топлива

По данному мероприятию предусмотрено проведение режимно-наладочных испытаний (РНИ) на 42 котлах. Режимно-наладочные работы позволяют выявить недостатки в состоянии и эксплуатации котлов, наметить и осуществить комплекс мероприятий, повышающих экономичность: оптимизировать уровни избытков воздуха в разных частях газового тракта, температуры уходящих газов, установить режим водоподготовки, обеспечивающий минимальное образование накипи на внутренних поверхностях нагрева, и др.

Своевременное проведение режимно-наладочных работ позволяет установить величину основных потерь теплоты, выявить резервы экономии и устранить недостатки еще до того, как причины неудовлетворительной работы оборудования станут очевидными. Особенно актуальным для котельных на твердом или жидком топливе является уменьшение объема вредных выбросов, т.к. это приводит к улучшению экологической ситуации в прилегающих районах.

Как показывает практика, затраты на проведение РНИ окупаются в течение 3-6 месяцев. Проведение режимно-наладочных работ квалифицированными специалистами позволяет оптимизировать работу котла за счет снижения температуры и объема уходящих газов с

помощью целенаправленной организации (оптимизации) топочного процесса и за счет исключения недожогов топлива.

В общем и целом, проведение режимно-наладочных работ на котлоагрегатах позволяет:

- получить экономию топлива до 5%;
- снизить объем токсичных выбросов до минимума для данного типа оборудования;
- оптимизировать работу котла (обеспечить максимальный КПД);
- получить необходимые экспериментальные данные для составления режимных карт и графиков рекомендуемых соотношений «топливо-воздух», позволяющие операторам котельных выбирать наиболее эффективные режимы работы оборудования с соответствующей настройкой автоматики регулирования или ручного управления;
- продлить срок службы оборудования, увеличить его надежность и безопасность.

Замена тепловых сетей на сети с ППУ изоляцией

Реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК протяженностью 240 м (в двухтрубном измерении) в 2018 – 2020 гг.

Преимуществом труб в ППУ изоляции являются высокотехнологичные характеристики пенополиуретана. Пенополиуретан отличается прочностью, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных растворителях и маслах, обеспечивает высокую сохранность тепла, нежелезистее чем изолятор из минеральной ваты.

Применение труб в ППУ изоляции позволяет увеличить срок использования трубопроводов до 25 лет, что превышает срок службы обычных труб. Наличие системы оперативно-диспетчерского контроля (ОДК) позволяет контролировать целостность трубы без проведения земляных работ.

Экономическим преимуществом применения труб в ППУ изоляции является сокращение сроков укладки тепловых сетей в 3 раза, снижение затрат на обслуживание в 9 раз, а на ремонтные работы - в 3 раза.

Трубы в ППУ изоляции надежны, устойчивы к коррозии и обеспечивают низкие тепловые потери в процессе работы трубопроводного транспорта (коэффициент теплопроводности 0,027 Вт/мК).

Трубы в ППУ изоляции значительно сокращают расходы на проведения строительно-монтажных работ, снижаются капитальные затраты на эксплуатацию, а также минимизируют тепловые потери, которые составляют 2%. Рабочая температура труб в ППУ изоляции -80°C - +130°C, плотность варьируется от 30 до 200 кг/куб.м., а водопоглощение – 0,04% в сутки. Дополнительным экономическим преимуществом является долговечность труб ППУ изоляции. Десятикратное снижение интенсивности коррозии металла, значительно сокращает потребность в замене труб и снижает расходы на эксплуатацию.

Строительство тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий

В рамках данного направления не запланированы мероприятия

Повышение тепловой защиты зданий, строений, сооружений

В рамках данного направления не запланированы мероприятия

Модернизация котельных с использованием энергоэффективного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

Строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия

В рамках данного направления мероприятия не запланированы.

Доведение использования осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня не менее 75%

Светодиодные лампы обладают низким потреблением энергии, что выгодно выделяет их среди всех остальных источников освещения.

Обычные лампы накаливания служат около 750 часов, в то время как светодиодные лампы могут прослужить около 30000 часов или даже больше.

Такие лампы, благодаря инновационным технологиям, производят больше световой энергии, по сравнению с любым другим источником света.

Также в гораздо меньшей степени происходит загрязнение окружающей среды, благодаря длительному сроку службы. Конструкция таких ламп инновационная и функциональная.

Светодиодные лампы износостойчивые, что позволяет использовать его для любых целей и в любых условиях.

Также вам нет необходимости использовать большое количество ламп для освещения большой комнаты – нескольких источников света будет вполне достаточно для хорошего освещения.

Полный перечень мероприятий с годовой информацией о величине и источниках их финансирования представлен в таблице 5.

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в системе теплоснабжения

табл.5

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты (тыс. руб.)	Срок реализации Программы		
						2018г.	2019г.	2020г.
Организационные мероприятия								
1	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных			без привлечения финансовых затрат				
1.1	повышение контроля за использованием освещения;							
1.2	соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования							
1.3	постоянное проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расходования электроэнергии							
2	Постоянный мониторинг потребления тепловой энергии и расхода теплоносителя потребителями на основании договоров теплоснабжения и отчетов теплопотребления УУТЭ			без привлечения финансовых затрат				
3	Проведение актуализации энергетического паспорта	мероприятие	1	федеральный бюджет				
				бюджет автономного округа				
				местный бюджет				
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	200,00	200,00	0	0

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты (тыс. руб.)	Срок реализации Программы		
						2018г.	2019г.	2020г.
4	Анализ предоставления качества услуг теплоснабжения, проведение инспекционного контроля ИСМК и Системы энергетического менеджмента	мероприятие	1	федеральный бюджет				
				бюджет автономного округа				
				местный бюджет				
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	285,00	95,00	95,00	95,00
Технические мероприятия								
5	Проведение РНИ 30 котлов	шт	42	федеральный бюджет				
				бюджет автономного округа				
				местный бюджет				
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	2 100,00	1 400,00	500,00	200,00
6	Реконструкция тепловых сетей левобережной части города с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК	км	0,24	федеральный бюджет				
				бюджет автономного округа				
				местный бюджет				
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	3 222,64	1 338,6	1 338,6	545,4
7	Доведение использования осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня не менее 75% от общего объема осветительных устройств	%		федеральный бюджет				
				бюджет автономного округа				
				местный бюджет				
				внебюджетные источники (ср-ва предприятия)	210,00	90,0	70,0	50,0

п/п	Наименование мероприятий программы	Ед.измерения	Кол-во	Источник финансирования	Финансовые затраты (тыс. руб.)	Срок реализации Программы		
						2018г.	2019г.	2020г.
	Итого	федеральный бюджет						
		бюджет автономного округа						
		местный бюджет						
		внебюджетные источники (ср-ва предприятия)			6 017,64	3 123,6	2 003,6	890,4

4. Ожидаемые результаты (в натуральном и стоимостном выражении), включая экономический эффект от проведения мероприятий

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятий в натуральном выражении определен как планируемое сокращение расхода энергоресурсов в результате их выполнения и рассчитывается на каждый год реализации программы на протяжении всего срока ее реализации как разница ожидаемого значения показателя в году, предшествующем году начала осуществления данного мероприятия, и прогнозного значения показателя расхода энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия, в разрезе каждого вида энергетического ресурса.

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятия в стоимостном выражении определен как экономия расходов на приобретение энергетических ресурсов, достигнутая в результате его осуществления, рассчитанная на каждый год реализации программы на протяжении всего срока их реализации исходя из ожидаемого объема снижения потребления соответствующего энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия и прогнозных цен на энергетические ресурсы на соответствующий период в разрезе каждого вида ресурса.

Реализация мероприятий Программы позволит получить следующий годовой экономический эффект:

- в натуральном выражении от реализации Программы, в том числе:
 - экономия попутного газа – **691,33 тыс. м³**;
 - экономия электрической энергии – **36,0 тыс. кВт ч**;
 - экономия воды – **1,33 тыс. м³**.

- в стоимостном выражении от реализации Программы – **2 547,08 тыс. руб.**, в том числе:
 - экономия попутного газа – **2 357,44 тыс. руб.**;
 - экономия электрической энергии – **146,52 тыс. руб.**;
 - экономия воды – **43,12 тыс. руб.**

Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с указанием ожидаемых результатов по каждому мероприятию в натуральном и стоимостном выражении представлен в таблице 6

Мероприятия Программы и ожидаемый экономический эффект от их применения в натуральном и стоимостном выражении

табл. 6

№ п/п	Наименование мероприятий программы	Финансовые затраты на реализацию программы (тыс. руб.)	Годовая экономия ТЭР			Средний срок окупаемости, лет
			в натуральном выражении	единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
Организационные мероприятия						
1	Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных; повышение контроля за использованием освещения; соблюдение правил эксплуатации и графиков работы электрооборудования; постоянное проведение мониторинга потребления электроэнергии с целью оценки эффективности от проводимых мероприятий и оперативного выявления нерационального расходования электроэнергии	без привлечения финансовых затрат	11	тыс. кВт ч	44,77	
2	Постоянный мониторинг потребления тепловой энергии и расхода теплоносителя потребителями на основании договоров теплоснабжения и отчетов теплопотребления УУТЭ	без привлечения финансовых затрат				
3	Проведение актуализации энергетического паспорта	200,0				
4	Анализ предоставления качества услуг теплоснабжения, проведение инспекционного контроля ИСМК и Системы энергетического менеджмента	285,00				

№ п/п	Наименование мероприятий программы	Финансовые затраты на реализацию программы (тыс. руб.)	Годовая экономия ТЭР			Средний срок окупаемости, лет
			в натуральном выражении	единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
Технические мероприятия						
5	Проведение РНИ 30 котлов	2 100,00	276,53	тыс.м3 (газ)	942,97	2,2
6	Реконструкция тепловых сетей с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК	3 222,64	414,8 1,33	тыс.м3 (газ) тыс.м3(вода)	1 414,47 43,12	2,2
7	Доведение использования осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня не менее 75%	210,00	25	тыс. кВт ч	101,75	2,1
	ИТОГО	6 017,64			2547,08	2,2
	том числе:		691,33	тыс.м3 (газ)	2357,44	
			36	тыс. кВт ч	146,52	
			1,33	тыс.м3(вода)	43,12	

5. Анализ существующего и прогнозного состояния объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности

Основные технические данные:

- Источники теплоснабжения – 9 котельных (табл. 7).
- Установленная мощность – 445,5 Гкал/ч.
- Присоединенная нагрузка – 184,64 Гкал/ч.
- Оборудование – 42 котла.
- Основной вид топлива – попутный нефтяной газ
- Схема теплоснабжения – закрытая.
- Протяженность тепловых сетей составляет в двухтрубном исчислении 67,24 км, протяженность сетей горячего водоснабжения составляет в двухтрубном исчислении 17,31 км,
- ЦТП – 3 ед.

Система теплоснабжения города Когалыма централизованная. ООО «КонцессКом» обслуживает 2 изолированных тепловых района: Правобережный и Левобережный. Правобережный тепловой район включает Центральный, Северный и Южный жилые районы, коммунальную зону.

В правобережной части города теплоснабжение осуществляется от объединенной котельной коммунальной зоны (ККЗ), включающей три котельные (КВГМ-50, ДЕ-25/14 № 1 и ДЕ-25/14 № 2), работающих на общую зону теплоснабжения; в левобережной части – от 6 котельных. В левобережной части три котельные – № 5, Арочник и СУ-951 – также работают на общую зону теплоснабжения. Остальные котельные работают на свои локальные зоны.

Левобережный тепловой район включает поселки Пионерный, Фестивальный. В качестве теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения в городе используется только горячая вода. На предприятии внедрен приборный учет. Основное топливо котельных – попутный нефтяной газ Южно-Ягунского месторождения. Поставщиком топлива является ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Транспортировку топлива и обслуживание газового оборудования осуществляет ОАО «Когалымгоргаз». Котельные оборудованы узлами учета газа.

Поставщиком воды является ООО «Горводоканал». На котельных имеются емкости аварийного запаса воды. Котельные оборудованы узлами учета воды.

Электроснабжение котельных Правобережного теплового района осуществляется от п/ст «Южная», Левобережного теплового района – от п/ст № 30 и № 35. Котельные относятся к потребителям 1 категории и обеспечиваются электроэнергией от 2 фидеров. Котельные оборудованы узлами учета электроэнергии и имеют аварийные источники электроснабжения (энергопоезда). Поставщиком электроэнергии являются Когалымские электрические сети ОАО «Тюменьэнерго», сети – ОАО «ЮТЭК-Когалым».

Технические показатели котельных ООО «КонцессКом»

табл.7

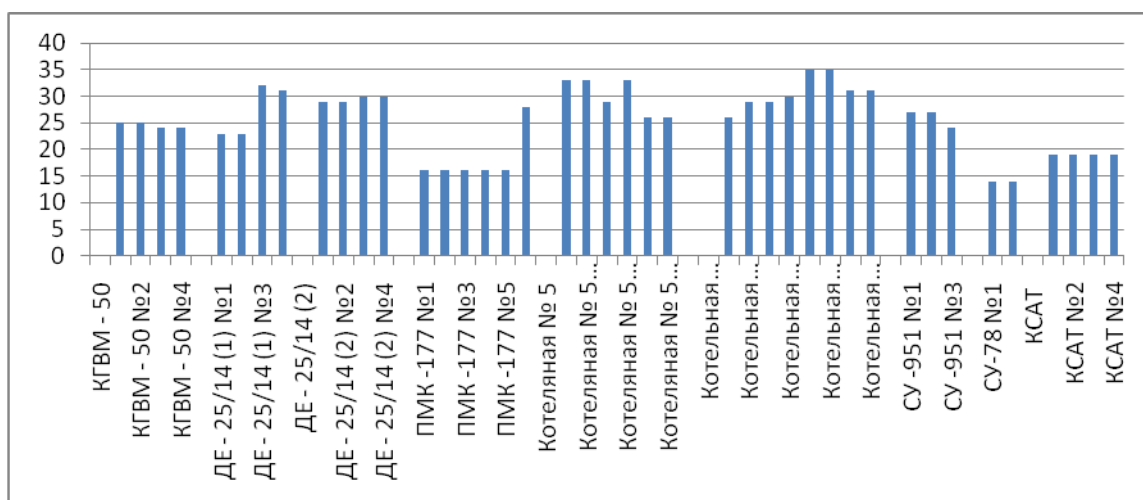
п/п	Наименование котельной	Местонахождение котельной	Принадлежность котельной по виду собственности	Информация об эксплуатирующей организации		Год ввоза котельной в эксплуатацию	Год производства последнего капитального ремонта котельной	Тип котлов	Количество котлов, ед	Основной вид топлива котельной	Вид аварийного топлива	Эксплуатационная емкость, резервного топливного хозяйства	Техническая возможность работы на резервном виде топлива	Наличие резервного источника			Итого котельного оборудования, %	Мощность		Расход условного топлива на производство 1 Гкал, по у.т.	Удельное электросо потребление котельной на производство 1 Гкал, кВт/Гкал	Установленный тариф на 2017 г. на 1 Гкал, в руб. с НДС	Присоединенная нагрузка															
				Ф.И.О. руководителя эксплуатирующей организации, № телефона	Телефон диспетчерской службы эксплуатирующей организации									Состояние котельной (в работе или законсервирована либо выведена из эксплуатации)	марка	мощность		старомодный/перевязочный	наличие второго независимого фидера					назначение ХВО	средней КПД котлов, %	Общая мощность, Гкал/час	Каждого котла, Гкал/час											
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									
1	КВГМ - 50	ул. Прибалтийская, 53/2	Муниципальная собственность (в концессии, Концесс. Соглаш. №1 от 20/04/09 г.)	ООО «КонцессКом»	Ген. директор Пруссаев Валерий Славович тел. 2 - 32 - 86	2 - 17 - 39	раб.	1993	2007	КВГМ-50	4	сырая нефть	2000 м³	Возможна	ПАЗС-2500-2 тип	по 2500 кВт	перевязочной	есть	есть	есть	92,1	35,14	200	50	157,7	23,76	147,0	жилые дома - 233										
2	ДЕ - 25 (1)	ул. Прибалтийская, 53/3					конс.	1985	2006	ДЕ - 25	4							есть	есть	есть	91,1	54,97	60	15				дошкольные у-я - 13										
3	ДЕ - 25 (2)	ул. Прибалтийская, 53/4					раб.	1987	2007	ДЕ - 25	4							есть	есть	есть	92,0	42,94	60	15				школы - 9										
4	Котельная № 5 (п.Пионерный)	ул. Строителей, 16					раб.	1987	2015	ВКГМ-4	6	сырая нефть	1100 м³	Возможна	ПЗ - 6 - 2 тип	по 1100 кВт	перевязочной	отсутствует	есть	есть	есть	есть	92,7	89,83	26,5	4		151,5	48	23,67	жилые дома - 176							
5	Котельная №1 ("Арочник")	пр. Нефтяников, 18					раб.	1987	2015	ВКГМ-4	7																				есть	есть	есть	91,2	62,06	30,5	2,5	дошкольные у-я - 1
6	Котельная № 2 (СУ - 951)	ул. Нефтяников, 15					конс.	1991	2013	ВКГМ-4	3																				есть	есть	есть	91,8	71,43	12	4	школы - 1
7	Котельная № 7 (КСАТ)	ул. Повокское шоссе, 2					раб.	1997	2012	КВСА-3М	4	Диз. топл.	18 м³	Возм.	wola 52Н12-2шт.	по 200кВт	стат.	есть	есть	есть	есть	есть	92,1	70,25	10	2,5		165,8	29,29	1,97	бюджет - 8							
8	Котельная № 6 (ПМК - 177)	ул. Рижская, 50					раб.	1990	2013	ВКГМ-7,5	5																				сырая нефть	100 м³	Возможна	ПЗ-6	1100 кВт	перевязочной	есть	есть
9	Котельная СУ-78	ул. Октябрьская, 12					раб.	1990	2014	ВКГМ-2,5	2	Диз. топл.	4 м³	Возм.	ПЗС-100	1100 кВт	стат.	есть	есть	есть	есть	есть	92,3	94,58	5	2,5		203,1	34		2,26	прочие - 33						

Мероприятия по техническому освидетельствованию котлов с целью продления срока эксплуатации

табл.8

Порядковый номер КА	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Продление ресурса
КВГМ-50			
№1	1992	29.08.2014	25.08.2020
№2	1992	22.07.2015	22.07.2023
№3	1993	22.07.2015	22.07.2023
№4	1993	29.08.2014	25.08.2020
ДЕ-25/14 (1)			
№1	1994	04.04.2014	31.03.2018
№2	1994	04.04.2014	31.03.2018
№3	1985	31.08.2017	31.08.2020
№4	1986	31.08.2017	31.08.2020
ДЕ-25/14 (2)			
№1	1988	18.04.2016	18.04.2020
№2	1988	18.04.2016	18.04.2020
№3	1987	10.05.2017	10.05.2020
№4	1987	10.05.2017	10.05.2020
ПМК-177			
№1	2001	24.07.2015	24.07.2019
№2	2001	24.07.2015	24.07.2019
№3	2001	24.07.2015	24.07.2019
№4	2001	24.07.2015	24.07.2019
№5	2001	24.07.2015	24.07.2019
№6	1989	09.02.2018	09.02.2021
Котельная №5			
№1	1984	07.08.2017	07.08.2020
№2	1984	07.08.2017	07.08.2020
№3	1988	07.08.2017	07.08.2020
№4	1984	07.08.2017	07.08.2020
№5	1991	23.07.2015	23.07.2019
№6	1991	23.07.2015	23.07.2019
№7	1991	23.07.2015	23.07.2019
Котельная «Арочник»			
№1	1991	09.02.2018	09.02.2021
№2	1988	16.08.2017	16.08.2020
№3	1988	16.08.2017	16.08.2020
№4	1987	16.08.2017	16.08.2020
№5	1982	16.08.2017	16.08.2020
№6	1982	16.08.2017	16.08.2020
№7	1986	16.08.2017	16.08.2020
№8	1986	16.08.2017	16.08.2020
Котельная «СУ-951»			
№1	1990	25.08.2017	25.08.2019
№2	1990	25.08.2017	25.08.2019
№3	1993	25.08.2017	25.08.2019
Котельная «СУ-78»			
№1	2003	30.07.2015	30.07.2019
№2	2003	30.07.2015	30.07.2019
Котельная «КСАТ»			
№1	1998	28.08.2017	28.08.2020
№2	1998	28.08.2017	28.08.2020
№3	1998	28.08.2017	28.08.2020
№4	1998	28.08.2017	28.08.2020

83% от общего количества водогрейных котлов эксплуатируются более 20 лет (рис. 1).



Уровень загрузки теплоисточников по предприятию составляет 60,9% (табл. 9, рис. 2).

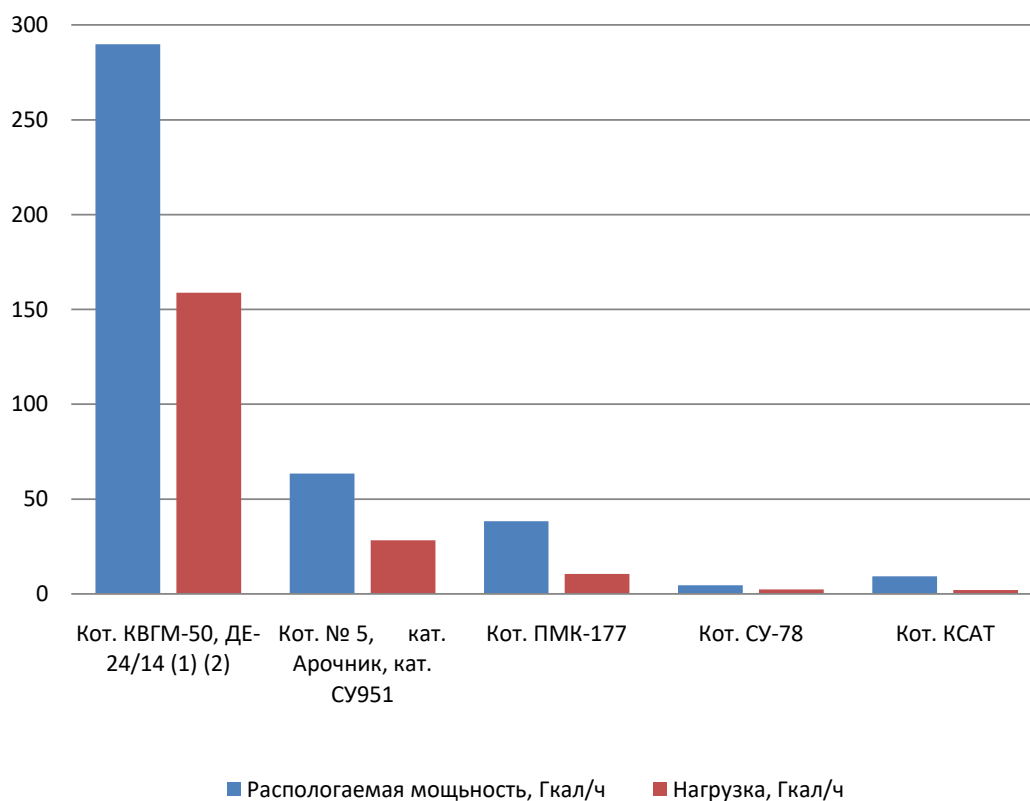
Уровень загрузки теплоисточников по базовому 2017 году.

табл. 9

источник	Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Часовая выработка (расчетная), Гкал/ч	СН,%	потери, %	Тепл. нагрузка Гкал/час	Дефицит/ профицит мощности, Гкал/ч	Уровень загрузки, %
котельная №5	69	63,41	35,47	2,40	23,30	28,217	27,94	73,75
котельная Арочник								
котельная СУ-951								
котельная ПМК-177	41,5	38,3	14,11	2,40	32,36	10,478	24,19	46,81
котельная СУ-78	5	4,62	2,98	2,39	23,16	2,371	1,64	68,85
котельная КСАТ	10	9,21	2,30	1,64	0	1,975	6,91	40,35
котельная KBGM-50	320	289,92	172,11	2,40	6,04	158,772	117,81	74,74
котельная ДЕ-25/14 ГМ Блок №1								
котельная ДЕ-25/14 ГМ Блок №2								
всего	445,5	405,46	226,97	2,39	10,67	201,813	178,49	60,9

Уровень загрузки котельных ООО «КонцессКом»

рис.2



Вывод по источникам теплоты:

- 83% от общего количества водогрейных котлов эксплуатируются более 20 лет и требуют замены;
- резерв мощности с учетом тепловых потерь и расхода на собственные нужды составляет по предприятию 39,1%;

Технические характеристики насосного оборудования

табл. 10

КВГМ-50														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м ³ /ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
12	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 №1	2008	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	630	1500	н/д	н/д
13	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 № 2	2008	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	630	1500	н/д	н/д
14	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 №3	1994	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	н/д	н/д
15	Насос сетевой СЭ-1250-140-11 № 4	1994	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	н/д	н/д
16	Насос сетевой СЭ1250-140-11 № 5	1995	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	н/д	н/д
17	Насос сетевой СЭ1250-140-11 №6	1995	1	1250	140	14	115	постоянный	24	н/д	540	1491	н/д	н/д
18	Насос исходной воды №1 TP50-570/2 A-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	5	переменный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
19	Насос исходной воды №2 TP80-570/2 A-F-A-BAQE	2006	1	45,1	46,4	4,6	5	переменный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
20	Насос солевой №1 JP14-75-3 GRUNDFOS	2007	1	119,8	47,8	4,7	30	переменный	24	н/д	22	2945	н/д	н/д
21	Насос солевой №2 JP14-75-3 GRUNDFOS	2007	1	119,8	47,8	4,7	30	переменный	24	н/д	22	2945	н/д	н/д
22	Подпиточный насос №1 TP50-570/2 A-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
23	Подпиточный насос №2 TP50-570/2 A-F-A-BAQE	2007	1	45,1	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
24	Подпиточный насос №3 TP80-570/2 A-F-A BAQE	2007	1	119,8	47,8	4,7	70	постоянный	24	н/д	22	2954	н/д	н/д

ДЕ-25/2														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
25	Насос питательный №1 CR45 -9-2 A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	н/д	н/д
26	Насос питательный №2 CR45 -9-2 A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	н/д	н/д
27	Насос питательный №3 CR45-9-2A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	30	2951	н/д	н/д
28	Насос подпорный WILO IL80/120-4/2	2007	1	97,1	11,6	1,1	102	переменный	н/д	н/д	4	2900	н/д	н/д
ДЕ-25/1														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
29	Насос питательный №1 CR45 -9-2 A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	75	1470	н/д	н/д
30	Насос питательный №2 CR45 -9-2 A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	75	1470	н/д	н/д
31	Насос питательный №3 CR45 -9-2 A-F-A-E BAQE	2005	1	45	219,5	21,9	102	постоянный	24	н/д	75	1470	н/д	н/д
32	Насос перекачки №1 TP50-570/2 A-F-A BAQE	2005	1	45,1	46,4	4,6	60	постоянный	24	н/д	11	2945	н/д	н/д
33	Насос перекачки №2 TP80-570/2 A-F-A BAQE	2005	1	119,8	41,8	4,1	60	постоянный	24	н/д	22	2930	н/д	н/д

34	Насос подпорный WILO IL80/120-4/2	2007	1	97,1	11,6	1,1	102	переменный	н/д	н/д	4	2900	н/д	н/д
Котельная №5														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
35	Насос сетевой №1 Д 1250-63	2000	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	250	1500	н/д	н/д
36	Насос сетевой №2 Д 1250-63	1999	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	250	1500	н/д	н/д
37	Насос сетевой №3 Д 1250-63	1999	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	315	1500	н/д	н/д
38	Насос сетевой № 4 Wilo NP80/250-75/2A	2010	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2980	н/д	н/д
39	Насос сетевой № 5 Wilo NP80/250-75/2A	2010	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2980	н/д	н/д
40	Насос подпиточный №1 K100-65-250	2000	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д
41	Насос подпиточный №2KM100-65-200	1999	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д
42	Насос подпиточный №3 K-100-65-200	1999	1	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д
43	Нефтяной насос №1 К 20/30	2000	1	20	30	3	70	переменный	н/д	н/д	4	2900	н/д	н/д
44	Насос нефтяной №2 К20/30	1998	1	20	30	3	70	переменный	н/д	н/д	4	2900	н/д	н/д

АРИ														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
45	Насос сетевой №1 1 Д1250-63 (двиг.315квт)	2001	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	315	1500	н/д	н/д
46	Насос сетевой №2 1 Д1250-63	2001	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	200	1500	н/д	н/д
47	Насос сетевой №3 1Д 1250-63(двиг.315квт)	1999	1	1250	63	6,3	95	постоянный	24	н/д	315	1500	н/д	н/д
48	Подпиточный насос GRUNDFOS TP65-460/2	2010	1	56,9	40,3	4	70	постоянный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
49	Подпиточный насос GRUNDFOS TP65-460/2	2010	1	56,9	40,3	4	70	постоянный	24	н/д	11	2930	н/д	н/д
50	Нефтяной циркуляционный насос ВК – 2/26А №1	1989	1	7,2	26	2,6	70	переменный	н/д	н/д	3	2900	н/д	н/д
51	Нефтяной циркуляционный насос ВК – 1/16А №2	1989	1	3,6	16	1,6	70	переменный	н/д	н/д	3	2900	н/д	н/д
КСАТ														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
52	Сетевой насос №1 КМ-80-50-200	2005	1	50	50	5	95	постоянный	24	н/д	15	2900	н/д	н/д
53	Сетевой насос №2 КМ-100-65-200	1997	1	100	50	5	95	постоянный	24	н/д	30	2900	н/д	н/д
54	Сетевой насос №3 25Е50М	2007	1	90	50	5	95	постоянный	24	н/д	2,2	2925	н/д	н/д
55	Сетевой насос №4 25Е50М	2007	1	90	50	5	95	постоянный	24	н/д	2,2	2925	н/д	н/д

56	Сетевой насос №5 25E50M	2009	1	90	50	5	95	постоянный	24	н/д	2,2	2925	н/д	н/д
57	Подпиточный насос №1 K45/30	1997	1	45	30	3	70	постоянный	24	н/д	7,5	3000	н/д	н/д
58	Подпиточный насос №2 K45/30	1997	1	45	30	3	70	постоянный	24	н/д	7,5	3000	н/д	н/д
59	Подпиточный насос №3 K45/30	1997	1	45	30	3	70	постоянный	24	н/д	7,5	3000	н/д	н/д
60	Подпиточный насос №4 K50-32-125	1997	1	12,5	20	2	70	постоянный	24	н/д	7,5	3000	н/д	н/д
61	Насос перекачки воды K50-32-125	1997	1	12,5	20	2	70	переменный	н/д	н/д	7,5	2900	н/д	н/д
62	Станция мазутоподогревательная с насосами А-25Х-П1-3шт. и теплообменниками-3шт.	2000	1	0,8	25	2,5	70	переменный	н/д	н/д	2,2	1420	н/д	н/д
ПМК-177														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
63	Насос сетевой №1 GRUNDFOS MMG315CB	2010	1	445	112	11,2	95	постоянный	24	н/д	200	2950	н/д	н/д
64	Насос сетевой №2 1 Д 800-56	1996	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1450	н/д	н/д
65	Насос сетевой № 3 1 Д 800-56	2010	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1450	н/д	н/д
66	Насос сетевой №4 WILO NP80/250V-75/2A	2000	1	200	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	2950	н/д	н/д
67	Насос подпиточный №1 TP-50-570/2 AFABAQE	2007	1	45	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2950	н/д	н/д
68	Насос подпиточный №2 TP-50-570/2 AFABAQE	2007	1	45	46,4	4,6	70	постоянный	24	н/д	11	2950	н/д	н/д
69	Нефтяной насос №1 ZAS4750 V8-3F (W-20)	2000	1	4,75	30	3	70	переменный	н/д	н/д	2,5	2920	н/д	н/д

70	Нефтяной насос №2 ZAS4750 V8-3F (W-20)	2000	1	0,285	30	3	70	переменный	н/д	н/д	2,5	2920	н/д	н/д
71	Нефтяная насосная установка SPF 20R4638 к котлам № 1,2,3,4,5; SPF 20R3863 к котлу 6;	2000 - 2001	1	2			70	переменный	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
СУ-78														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
72	Насос сетевой №1 200Д-90	2001	1	720	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	750	н/д	н/д
73	Насос сетевой №2 200Д90	1995	1	720	90	9	95	постоянный	24	н/д	75	750	н/д	н/д
74	Насос подпиточный №1 WILO32/170-4/2	2007	1	25	40	4	70	постоянный	24	н/д	4	2900	н/д	н/д
75	Насос подпиточный №1 WILO32/170-4/2	2007	1	25	40	4	70	постоянный	24	н/д	4	2900	н/д	н/д
76	Насос нефтяной циркуляционный BAS 850-G8 3CF20	2007	1	н/д	н/д	н/д	70	переменный	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
СУ-951														
№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса					Параметры электродвигателя					
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
77	Насос сетевой №1 1Д 800-56	1999	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1500	н/д	н/д

78	Насос сетевой №2 1Д 800-56	2001	1	800	56	5,6	95	постоянный	24	н/д	200	1500	н/д	н/д
----	----------------------------	------	---	-----	----	-----	----	------------	----	-----	-----	------	-----	-----

ЦТП-ДСУ-12

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
77	Циркуляционный насос К-20-30У3.1	2001	2	20	30	3	70	постоянный	24	н/д	15	3000	н/д	н/д

ЦТП-1

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
79	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д

ЦТП-2

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м3/ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
81	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д

ЦТП-3

№ п/п	Марка (тип насоса)	Год установки	Кол-во, шт.	Параметры насоса						Параметры электродвигателя				
				Номинальный расход (м ³ /ч)	Номинальный напор (м)	Рабочее давление в системе (бар)	Температура перекачиваемой жидкости	Режим работы (вписать постоянный, переменный)	Время работы час/сутки	Тип	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Напряжение питания, (В)	Потребление энергии (тыс. кВт/час)
83	Циркуляционный насос КМ-100-65-200	1995	2	100	50	5	70	постоянный	24	н/д	30	3000	н/д	н/д

Сведения о приборах технического и коммерческого учета поставляемых и получаемых энергоресурсов

табл. 11

Место установки и адрес установки	Наименование прибора учета	Марка	Заводской номер
кот.КВГМ-50 ул.Прибалтийская, 53/2	УУ ТЭ (технический учет) общий по объединенной коммунальной зоне, включающей в себя источники тепла: КВГМ-50, ДЕ-25/14(1),ДЕ-25/14(2)		
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭКОН-19	5799
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-1000	1100
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-1000	1099
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ИПТН	5434/5436
	Коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды турбинный	WRH-K-100	8311124
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон- PM-1K2Л-И	560713
	узел учета газа		
	Диафрагма	ДКС 0,6-400-А/Б-1	П077/11
	Метран	100-Ех-ДИ-1150	386171
	Метран	100-Ех-ДД-1440	385059
	Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П	8041А
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	МС141

кот.ДЕ-25/14(1) ул.Прибалтийская, 53/2	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	СГВ-20	10244657
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	570713
	узел учета газа		
	Диафрагма	ДКС 0,6-200-А/Б-1	П076/2
	Метран	100-Ех-ДИ-1150	386167
	Метран	100-Ех-ДД-1440	385088
	Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П	83
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	МС150
кот.ДЕ-25/14(2) ул.Прибалтийская, 53/2	узел учета газа		
	Счетчик холодной и горячей воды	СГВ-20	26992399
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	320713
	узел учета газа		
	Диафрагма	ДКС 0,6-200-А/Б-1	П076/3
	Метран	100-Ех-ДИ-1150	386168
	Метран	100-Ех-ДД-1440	385089
	Комплект преобразователей температуры	КТПТР-05 100П	638А
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	МС142
кот.КСАТ ул.Повховское шоссе, 2	УУ ТЭ (технический учет):		
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭЖОН-19	2209
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-200	612
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-200	613
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ТСП-Н	873/872

	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВМХ-50	70053330
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	600713
кот.КСАТ ул.Повховское шоссе, 2	узел учета газа		
	Диафрагма	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/2
	Метран	100-Ех-ДИ-1150	386165
	Метран	100-Ех-ДД-1440	385090
	Преобразователь расхода (под.)	КТПТР-05 100П	8129
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС135
кот.СУ-78 ул.Октябрьская, 12	УУ ТЭ (технический учет):		
	Теплоэнергоконтроллер	ИМ2300	СС 327
	Преобразователь расхода (об.)	Метран-300ПР	365609
	Преобразователь расхода (под.)	Метран-300ПР	265608
	Комплект термотреобразователь	КТСП	587192А/587192В
	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВСХд-32	11548023
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	580713
	узел учета газа		
	Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/7
	Метран-100-Ех-ДИ-1150	100-Ех-ДИ-1150	386172
	Метран-100-Ех-ДД-1440	100-Ех-ДД-1440	385094
	Преобразователь расхода (под.)	КТПТР-05 100П	8239А
	Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС148

кот.ПМК ул.Рижская, 50	УУ ТЭ (отопление) технический учет:		
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭКОН-19	2204
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-300	781
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-300	782
	Комплект термотреобразователь сопротивления	ТСП-Н	1768/13354
	УУ ГВС технический учет:		
	Преобразователь расчетно-измерительный	ТЭКОН-19	2206
	Преобразователь расхода (об.)	ТИРЭС-300	783
	Преобразователь расхода (под.)	ТИРЭС-300	784
	Комплект термотреобразователь сопротивления	ТСП-Н	1758/1753
	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВСХд-32	12507607
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-РМ-1К2Л-И	230713
	узел учета газа		
	Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/3
	Метран-100-Ех-ДИ-1150	100-Ех-ДИ-1150	386166
	Метран-100-Ех-ДД-1440	100-Ех-ДД-1440	385060
Преобразователь расхода (под.)	КТПТР-05 100П	6877А	
Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС144	

кот.СУ-951 пр.нефтяников, 15	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВСХд-32	12507607
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-	380713
PM-1К2Л-И			
кот.№5 ул.Строителей, 16	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВСХН-50	12507607
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-	430713
PM-1К2Л-И			
кот. Арочник пр.Нефтяников, 18	коммерческий учет		
	Счетчик холодной и горячей воды	ВСГН-25	34758079
	Расходомер- счетчик (безнапорный) стоки	Эталон-	380713
		PM-1К2Л-И	
	узел учета газа		
	Диафрагма ДКС 0,6-100-А/Б-1	ДКС 0,6-100-А/Б-1	П075/6
	Метран-100-Ех-ДИ-1150	100-Ех-ДИ-1150	386169
	Метран-100-Ех-ДД-1440	100-Ех-ДД-1440	385093
Преобразователь расхода (под.)	КТПТР-05 100П	8254	
Комплект преобразователей температуры измерительный	ИМ2300	МС137	

Анализ системы электроснабжения:

1. Электроснабжение объектов предприятия осуществляется по сетям 0,4; 0,69; 6,0; 10 кВ эксплуатируемых АО «ЮТЭК-Когалым»
2. Поставка электрической энергии осуществляется по договору ОАО «ТЭК»
3. Среднегодовой объем потребляемой электроэнергии за месяц составляет – 15 926 939 кВт.
4. Учет потребляемой электроэнергии осуществляется по 29 узлам коммерческого и 13 технического учета (**табл.12**)
5. В ведении предприятия находится:
 - КРУН-6кВ
 - согласующие трансформаторы Т-6, Т-7 10/6кВ
 - ТП-10/0,4кВ котельной КВГМ-50
 - РУ-10кВ котельной КВГМ-50
 - КТП-3, 10/0,4кВ-1000кВА, котельной ДЕ-25-2
 - Аварийные электростанции-6кВ ПЭ-6, №601. ПЭ-6, №704 котельной «Арочная»-1100кВт.
 - понижающий трансформатор 2500кВА 10/0,69кВ. сетевой насос котельной ПМК
 - электродвигатели сетевых насосов -6кВ - 12 шт.
 - электродвигатели сетевых насосов-0,69кВ – 5шт
 - ПАЭС 2*2500кВА-6кВ. котельной КВГМ-50
 - ПЭ-6кВ. 1100кВА котельной ПМК
 - WOLA-200кВт.0,4кВ. Котельной КСАТ
 - АД-100кВт.0,4кВ. котельной СУ-78
 - РУ-0,4кВ котельных -5шт
 - ЩСУ-0,4кВ ЦТП-3шт
 - РУ-0,69 кВ -1шт.
 - электродвигатели 0,4кВ – 239,0 шт
6. Расчетная мощность на объектах составляет:

- котельная КВГМ-50	<u>4580,0 кВА</u>
- котельная ДЕ-25/1	<u>633,0 кВА</u>
- котельная ДЕ-25/2	<u>579,1 кВА</u>
- котельная ПМК	<u>1085,0 кВА</u>
- котельная «Арочная»	<u>1163,90 кВА</u>
- котельная №5	<u>1023,75 кВА</u>
- котельная КСАТ	<u>192,38 кВА</u>
- котельная СУ951	<u>192,58 кВА</u>
- котельная СУ 78	<u>191,9 кВА</u>
- ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-3	<u>185,3кВА</u>
7. Электроснабжение котельных обеспечивается по первой категории электроснабжения.
ЦТП-1,2,3 по третьей категории.

Сведения о приборах коммерческого и технического учета электроэнергии

(табл.12)

Место установки	Адрес установки	Наименование прибора учета	Марка	Заводской номер
Котельная КВГМ-50	Ул. Прибалтийская 53. Яч.№15	Счетчик электрической энергии трехфазный статический. С модемом	«Меркурий 230»	15597434
	Яч.№16		«Меркурий 230»	15597446
	Яч.№19		«Меркурий 230»	15597427
	Яч.№20		«Меркурий 230»	15597602
	Яч.№6		«Меркурий 230»	15597654
	Яч.№12		«Меркурий 230»	15597641
	Яч.№5		«Меркурий 230»	13162444
	Яч.№24		«Меркурий 230»	15597429
	Яч.№23		«Меркурий 230»	14774402
	Проливочная		«Меркурий 230»	572913
	РТС-1 (АБК)		«Меркурий 230»	15724850
	Транспортный цех		«Меркурий 230»	578774
	«Арочник-спортзал»		«Меркурий 230»	573962
Котельная ПМК	Ул.Рижская-50. ТП-93 яч.20.КРУН-10кВ.Ввод №1		«Меркурий 230»	15597179
	ТП-93 яч.19.КРУН-10кВ.Ввод №2		«Меркурий 230»	15597165
	ТП-93 яч.18. КРУН-10кВ		«Меркурий 230»	15597445
	ПС «Рижская»-6кВ, яч.9.		«Меркурий 230»	15597405
	ПС «Рижская»-6кВ, яч.14.		«Меркурий 230»	15597424
Котельная «АРОЧНИК» ВЛБ-6кВ	Проспект Нефтяников-18. Ввод-2.яч.14		«Меркурий 230»	05540484
	Ввод-1.яч.15		«Меркурий 230»	05557477
	Яч.-10. СН-1		«Меркурий 230»	13078036
	Яч.-11.СН-2		«Меркурий 230»	13188217
	Яч.-5. СН-3		«Меркурий 230»	13762470
	РУ-0,4кВ. Ввод №1 в котельную		«Меркурий 230»	15574493
	РУ-0,4кВ. Ввод №2		«Меркурий 230»	15572486

	в котельную		230»	
Котельная №5 ул.Строителей-16	КС-6кВ. яч.№5		«Меркурий 230»	13162443
	КС-6кВ. яч.№6		«Меркурий 230»	13162458
	КС-6кВ. яч.№9		«Меркурий 230»	13191741
	Ввод №1		«Меркурий 230»	15575239
	Ввод №2		«Меркурий 230»	15573034
	АБК котельной №5 (ТП-102)		«Меркурий 230»	15724850
ЦТП-1	РУ-0,4кВ от ТП- 124		«Меркурий 230»	15724828
ЦТП-2	РУ-0,4кВ от ТП- 104		«Меркурий 230»	15728228
ЦТП-3	РУ-0,4кВ от ТП- 29		«Меркурий 230»	15728601
Котельная СУ-951	Ул.Нефтяников -15. Ввод от ВЛБ- 6кВ. яч.№6		«Меркурий 230»	13188203
	Ул.Нефтяников -15. Ввод от ВЛБ- 6кВ. яч.№7		«Меркурий 230»	13162387
ПЭ-6 №601	Проспект Нефтяников-18.		«Меркурий 230»	09874350
ПЭ-6 №704	Проспект Нефтяников-18.		«Меркурий 230»	05522047
Котельная СУ-78	Ул.Октябрьская- 12.Ввод №1		«Меркурий 230»	15724810
	Ул.Октябрьская- 12.Ввод №2		«Меркурий 230»	15724803
Котельная КСАТ	Повховское шоссе- 2.Ввод №1. РУ- 0,4кВ		«Меркурий 230»	15724863
	Повховское шоссе- 2.Ввод №1. РУ- 0,4кВ		«Меркурий 230»	15738539

Анализ системы водоснабжения и ХВО котельных ООО «КонцессКом»:

Согласно Правилам технической эксплуатации режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу предприятий тепловых сетей, без повреждений и снижения экономичности, вызываемых коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также без образования накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений шлама в оборудовании и трубопроводах тепловых сетей.

Для удовлетворения требований к качеству воды, потребляемой при выработке тепловой энергии, возникает необходимость ее специальной физико-химической обработки. Эта вода является по существу исходным сырьем, которое после надлежащей обработки (очистки) используется для следующих целей:

- в качестве исходного вещества для получения пара в котлах;
- в качестве теплоносителя в тепловых сетях и системах горячего водоснабжения.

Для умягчения воды применяется метод катионного обмена. В данном случае на котельных применена одноступенчатая схема Na – катионирования. Система питания паровых котлов, обеспечивающая повышение давления воды в питательной магистрали котельной, подачу питательной воды в барабаны котлов, возможность изменения величины подачи питательной воды в зависимости от режима работы котлов, а также подачу подпиточной воды в трубопроводы тепловой сети. В состав системы входят: питательный и подпиточный деаэраторы; питательные насосы; подпиточные насосы, а также насосы исходной воды и насос перекачки; трубопроводы; регулирующая и запорная арматура; контрольно-измерительные приборы. Докотловая обработка предварительно подогретой городской воды проводится в одноступенчатых (Na–катионитовых фильтрах и в деаэраторе. Вода после химводоподготовки поступает в емкость запаса умягченной воды, а затем в питательный и подпиточный деаэраторы где производится удаление газов и нагревание её до определённой температуры, в питательный деаэратор добавочно также поступает и конденсат. По мере необходимости питательная вода забирается питательными насосами и подаётся в питательную магистраль котлов, а подпиточными насосами в тепловую сеть.

Вода, необходимая для выработки и передачи тепловой энергии, забирается из городского водопровода.

Водоснабжение объектов ООО «КонцессКом» осуществляет ООО «Горводоканал».

Для учета количества поставляемой воды используются приборы учета, которые являются основными для расчетов с ООО «Горводоканал».

Установленные приборы представлены в **табл.11**.

Установленное оборудование ХВО рассчитано на умягчение сырой исходной воды для нужд котельных. Данные по сроку эксплуатации приведены в **табл.13**.

Оборудование ХВО котельных

Наименование назначения	Тип (марка)	Год установки	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
				производительность, (м3/ч)	V бака, м ³ (общий, рабочий)	тип колонки	Ø бака, колонки, мм
РТС 2							
Котельная № 5							
Емкость запаса умягченной воды	РВС-500	2000	1		500		
Котельная СУ 78							
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Емкость запаса умягченной воды		2006	1		4.5		
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа1054 С управляющим клапаномClak WS-RR	2015	1	0.9-1.8			250
Котельная КСАТ							
Фильтр NaK 1ст	ФиПа1054 С управляющим клапаномClak WS-RR	2015	1	0.9-1.8			250
Емкость запаса умягченной воды	РВС-50		1		50		
Котельная АРИ							
Установка дозирования комплексанатов	С насосом DLS-CC-30-4	2006	1		250		
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа2472 С управляющим клапаном Runxin-74A3	2016	1	7-15			
Емкость запаса умягченной воды	РВС-1000		1		1000		
Котельная ПМК 177							
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Фильтр NaK 1ст.	ФиПа3072 С управляющим клапаномClak WS-RR	2013	1	9.2-18.4			750
Емкость запаса умягченной воды	РВС-200	1985	1		200		

Наименование назначения	Тип (марка)	Год установки	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
				производительность, (м3/ч)	V бака, м ³ (общий, рабочий)	тип колонки	Ø бака, колонки, мм
КВГМ-50							
Деаэратор	ДА-100/15	2006	2	100	15	КДА-100	1200
Фильтр NaK 1ст.	ФИПа 1 2,6-0,6	1995	3	92			2600
Емкость запаса умягченной воды	PBC-700	2000	1		700		
Емкость запаса умягченной воды	PBC-100	2000	1		1000		
Емкость растворная для приготовления солевого раствора			2		15		
Емкость расходная			1		15		
Калорифер №1, № 3, № 5, № 6	АТДА44-1-1	2006	4				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-15/63-2-1м3	2006	1	1,6			
Установка для поддержания pH/V-F	С насосом DLS-CC-30-4 Mikroprocessor pH/meter		1	0,5			
Подогреватель исходной воды			1				
Охладитель деаэрированной воды			1				
ДЕ-25(1)							
Деаэратор	ДА-100/25	1985	1	100	25	КДА-100	1200
Теплообменник пластинчатый № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6	FP60—101-1-E-H	2006	6				
Калорифер № 1, № 2, № 3, № 4	АТДА 44-1-1	2006	4				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2	100		
Охладитель сепарационных вод	ОВА-8		1		7,6		
ДЕ -25(2)							
Деаэратор	ДА-100/25	1987	1	100	25	КДА-100	1200
Подогреватель исходной воды	ОВА-2	1999	1				
Паровод. подогреватель № 1, № 2	ПСВ-200-7-15	1998	2				
Охладитель конденсата № 1, №2, № 3	FP31/16-49	2007	3				
Установка дозирования комплексанатов	ЭКО 1-16/63-	2006	1	0,2			
Калорифер № 1, № 2, № 3, № 4	АТДА 44-1-1	2006	4				

Протяженность тепловых сетей, эксплуатируемых ООО «КонцессКом», составляет 66,69 км в двухтрубном исчислении, протяженность сетей горячего водоснабжения составляет 15,87 км. в двухтрубном исчислении. Трубопроводы проложены в двух-, четырехтрубном исполнении.

Тепловые сети правобережного района - кольцевые, с резервными перемычками, левобережного - тупиковые, соединенные между собой резервными перемычками.

Системы теплоснабжения – закрытые. Прокладка трубопроводов правобережного района бесканальная, изоляция реконструированных трубопроводов – пенополиуретан (ППУ-изоляция), остальных сетей – минераловатная.

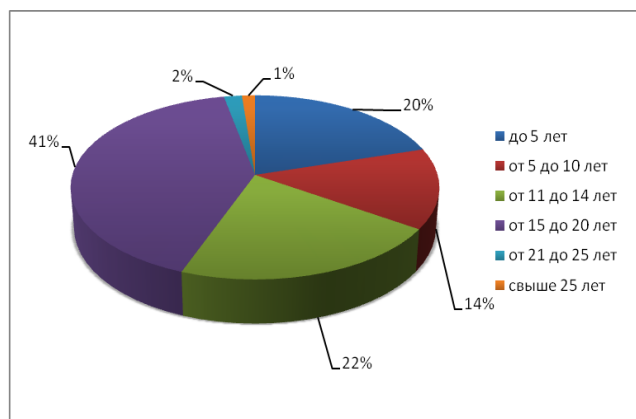
Изоляция ППУ – 65,4%, минеральная вата – 34,6% от общей протяженности тепловых сетей. Изоляция ППУ сетей горячего водоснабжения – 7,0%, минеральная вата – 93,0% от общей протяженности. Прокладка трубопроводов тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения левобережного района, в основном, надземная. Изоляция, в основном, минераловатная, реконструируемые сети меняются на трубопроводы с ППУ-изоляцией. Износ сетей составляет более 41,5%. Протяженность трубопроводов по видам изоляции, применяемой при прокладке теплосетей и сетей горячего водоснабжения, приведена в **табл. 14, табл. 15**; протяженность теплосетей и сетей горячего водоснабжения по срокам службы и диаметрам приведена в **табл. 16 - табл. 18**;

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в котельных – центральный качественный, по температурному графику регулирования отопительной нагрузки:

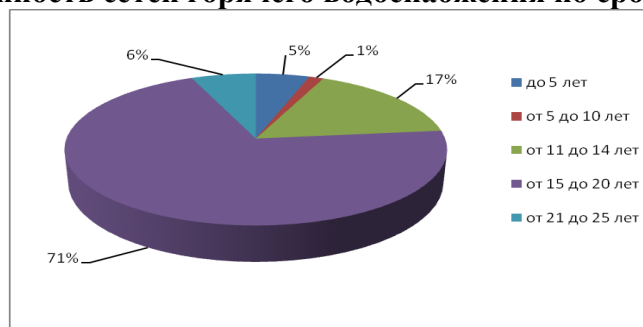
- Система теплоснабжения от котельных коммунальной зоны – закрытая, зависимая, метод регулирования - качественный, утвержденный эксплуатационный температурный график – 115/70 °С.;
- Системы теплоснабжения от поселковых котельных – закрытые, зависимые, метод регулирования - качественный по утвержденному температурному графику – 90/70 С;

Протяженность тепловых сетей по сроку службы

рис.3



Протяженность сетей горячего водоснабжения по сроку службы



Протяженности трубопроводов ООО "КонцессКом" (в двухтрубном исчислении)

табл.14

Наименование района	Отопление (Т1, Т2), км.			ГВС (Т3, Т4), км.			Итого, км.	в том числе ВЕТХИЕ, км.		
	Всего, в том числе:	в ППУ изоляц	в минераловат. изоляц.	Всего, в том числе	в ППУ изоляции	в минераловатной изоляц.		Всего в том числе	отопление (Т1, Т2)	ГВС (Т3, Т4)
Левобережная часть города	28,76	7,15	21,61	15,87	1,11	14,76	44,63	35,03	22,43	12,60
Правобережная часть города	37,93	36,46	1,47	0,0	0,0	0,0	37,93	1,47	1,47	0,00
ВСЕГО:	66,69	43,61	23,08	15,87	1,11	14,76	82,56	36,50	23,90	12,60

табл.15

№ п/п	Общая протяженность тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении), км	из них (в двухтрубном исполнении) км				Протяжённость ветхих тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении), км	Износ тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения, %
		муниципальные	ведомственные	в ППУ исполнении	стальные		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	82,56	82,56	0	44,72	43,75	37,84	44,2

**Протяженность сетей отопления
по сроку эксплуатации (м. в двухтрубном исчислении)**

табл.16

Тип прокладки	Протяженность трубопроводов по сроку эксплуатации, м.														Всего, м. (надземная и подземная)	в том числе ветхие, м.	
	до 5 лет		5 - 10 лет		11 - 14 лет		15 - 20 лет		21 - 25 лет		свыше 25 лет		Итого, м.				
	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная			
	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2	T1, T2		
Левобережная часть города																	
Протяженность (м.), в том числе:	0,0	2 235,95	450,1	3 889,27	0,0	154,0	8 299,0	3 834,0	6 763,4	2 124,0	701,0	314,0	16 213,5	12 551,2	28 764,7	20 834,4	
в ППУ изоляции	0,0	2 095,95	50,0	3 665,27	0,0	134,0	0,0	1 162,0		39,0			50,0	7 096,2	7 146,2		
в минераловатной изоляции	0,0	140,0	400,1	224,0	0,0	20,0	8 299,0	2 672,0	6 763,4	2 085,0	701,0	314,0	16 163,5	5 455,0	21 618,5		
% от общей протяженности	0	3	1	6	0	0	12	6	10	3	0,00	0,00	954	738	1 692,0		
Правобережная часть города																	
Протяженность (м.), в том числе:		2 342,7	588,0	10 465,3	120,0	6 847,4	375,0	11 079,5	617,0	5 212,4	0,0	239,5	1 700,0	36 186,9	37 886,87	1 469,9	
в ППУ изоляции		2 342,7	573,0	10 465,3	120,0	6 782,2	375,0	10 794,5	0,0	4 884,0			1 068,0	35 268,8	36 336,8		
в минераловатной изоляции		0,0	15,0			65,2		285,0	617,0	328,4		239,5	632,0	918,1	1 550,1		
% от общей протяженности	0	51	4	68	2	96	2	47	4	35	0	19	3	54			
Итого протяженность, м	0,0	4 578,7	1 038,1	14 354,6	120,0	7 001,4	8 674,0	14 913,5	7 380,4	7 336,4	701,0	553,5	17 913,5	48 738,1			
Всего протяженность, м	4 578,7		15 392,7		7 121,4		23 587,5		14 716,8		1 254,5		66 651,6				

**СВОДНАЯ ТАБЛИЦА
ПРОТЯЖЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ООО "КонцессКом"
ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ (м. в двухтрубном исчислении)**

Табл.17

Тип прокладки	Протяженность трубопроводов по сроку эксплуатации, м.														Всего, м. (надземная и подземная)	в том числе ветхие, м.	
	до 5 лет		5 - 10 лет		11 - 14 лет		15 - 20 лет		21 - 25 лет		свыше 25 лет		Итого, м.				
	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная	Надземная	Подземная			
	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4	T3, T4		
Левобережная часть города																	
Протяженность (м.), в том числе:	28,0	586,0	554,0	165,0	0,0	243,0	4 540,0	1 978,0	5 055,0	1 629,0	861,0	217,0	11 038,0	4 818,0	15 856,0	14 195,0	
в ППУ изоляции	28,0	483,5	260,0			243,0		70,0	0,0	15,0	0,0	0,0	288,0	811,5	1 099,5		
в минераловатной изоляции		102,5	294,0	165,0			4 540,0	1 908,0	5 055,0	1 614,0	861,0	217,0	10 750,0	4 006,5	14 756,5		
% от общей протяженности	0,18	3,70	3,49	1,04	0,00	1,53	28,63	12,47	31,88	10,27	5,43	1,37	69,61	30,39			
Правобережная часть города																	
Протяженность (м.), в том числе:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в ППУ изоляции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
в минераловатной изоляции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
% от общей протяженности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого протяженность, м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	861,0	217,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего протяженность, м	614,0		719,0		243,0		6 518,0		6 684,0		1 078,0		15 856,0		15 856,0	0	

**Протяженность трубопроводов
отопления и ГВС ООО "КонцессКом" (Т1, Т2, Т3, Т4) по диаметрам (м. в двухтрубном
исчислении)**

Табл. 18

Т1Т2Ø Посёлок	L	Т3Т4Ø Посёлок	L	ИТОГО	Город	L	ИТОГИ	L
720		720			720	80,00	720	80,00
530	457,01	530		457,01	530	3911,20	530	4368,21
426	1453,00	426		1453,00	426	2251,00	426	3704,00
325	318,5	326		318,50	325	2306,00	325	2624,50
273	1740	273		1740,00	273	3667,69	273	5407,69
219	3947,33	219	31	3978,33	219	5294,65	219	9272,98
159	5901,4	159	4176,5	10077,90	159	6752,62	159	16830,52
133	274,3	133		274,30	133	242,10	133	516,40
114	5280,3	114	565	5845,30	114	376,00	114	6221,30
108	2283,4	108	4306	6589,40	108	4438,15	108	11027,55
89	2320,72	89	1928,5	4249,22	89	5787,83	89	10037,05
76	736,52	76	829	1565,52	76	1875,00	76	3440,52
57	3299	57	3075	6373,54	57	942,20	57	7315,74
40	140	40	88	228,00	40	10,00	40	238,00
32	605	32	115	720,00		0,00	32	720,00
25		25	365	365,00		0,00	25	365,00
20		20	409	409,00		0,00	20	409,00
15		15	5	5,00		0,00	15	5,00
ИТОГО	28,76	ИТОГО	15,893	44,65	ИТОГО	37,93	ИТОГО	82,58

Для обеспечения населения левобережной части города горячей водой на теплосетях используются ЦТП (3 шт), оборудованные автоматической системой управления технологическим процессом подогрева и распределения горячей воды.

Информация о состоянии ЦТП и оборудования приведены в **табл.19** и **табл.10**

Информация о состоянии Централных тепловых пунктов (ЦТП)

табл.19

№ п/п	Адрес	Наименование	Технические характеристики		Введены в эксплуатацию в 2015 г.	Износ ЦТП, %
			Площадь м2	Объем м3		
1	2	3	4	5	6	7
1	ул.Фестивальная, 17-а	ЦТП-3	144	692,9	1993	85
2	ул.Набережная, 57-а	ЦТП-1	84	323,4	1987	85
3	ул.Новоселов, 2-а	ЦТП-2	103	401,7	1990	85

Технологические потери при передаче тепловой энергии по тепловым сетям снизились с 13,75% в 2015г. до 11,53% в базовом 2017г. (**табл. 20**)

Анализ технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям

табл.20

Год	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Потери, тыс. Гкал	Потери, %
2015	518,857	71,348	13,75
2016	521,013	63,203	12,13
2017 (базовый)	543,016	62,620	11,53
2018	544,630	62,620	11,50
2019	544,630	62,620	11,50
2020	544,630	62,620	11,50

Вывод по тепловым сетям:

- 3% тепловых сетей отработали более 20 лет и находятся в плохом техническом состоянии. На трубопроводы в ППУ-изоляция заменено 59,7% всех тепловых сетей;
- 6% сетей горячего водоснабжения отработали более 20 лет и находятся в плохом техническом состоянии. На трубопроводы в ППУ-изоляция заменено 3,9% всех сетей горячего водоснабжения;
- на всех объектах правобережной части города установлены индивидуальные тепловые пункты;
- износ тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения составляет 44,2%
- снижение технологических потерь с 13,75% до 11,53% за период 2015-2017г.г. произошло в результате проведенных мероприятий, связанных с реконструкцией тепловых сетей с заменой на трубы в ППУ изоляции полной заводской готовности с ОДК.

**Общая характеристика технического состояния объектов ООО
«КонцессКом»**

табл.21

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Физический износ оборудования, %
1	Котельные	ед.	9	65
2	Общая протяженность тепловых сетей и сетей горячего водоснабжения (в двухтрубном исполнении)	км	84,55	44,2

Общий вывод по анализу текущего состояния объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности:

Техническое состояние объектов систем энергоснабжения ООО «КонцессКом» – удовлетворительное. Анализ текущего состояния действующего оборудования, обработка данных из эксплуатационных журналов за 2015–2016 гг. дает основание сделать заключение, что система энергетического обеспечения ООО «КонцессКом» удовлетворяет действующим эксплуатационным требованиям. Все элементы системы энергетического обеспечения обслуживаются по утвержденным графикам, составленным в соответствии с нормативными документами, и находятся в работоспособном состоянии, позволяющем обеспечить нормальное функционирование технологического процесса. Общая характеристика технического состояния объектов ООО «КонцессКом» приведена в **таблице 23**

6. Анализ потребления энергетических ресурсов

За период 2015–2016 гг. наблюдается снижение потребления энергоресурсов и воды. Расход энергоресурсов на период 2017г.-2020г. принят на уровне плановых показателей (табл. 22) Структура энергетического обеспечения за период 2015-2020г.г. представлена в табл. 23

Структурная схема использования энергоресурсов за 2017 г.– 92 694,55т.у.т.(таб. 24).

Структура потребления энергоресурсов в базовом 2017г. представлена на рис.5

Расход энергоресурсов и воды за 2015–2020 гг.

табл.22

Год	Тепловая энергия, тыс. Гкал	Газ, тыс. м ³	Электроэнергия, тыс. кВт·ч	Вода, тыс. тыс.м ³	Моторное топливо, тыс. л
2015	533,144	55 034	16 620,470	157,736	97,397
2016	533,934	54 633	15 904,144	117,182	101,596
2017(базовый) в тарифе	556,309	56 136	17 698,994	278,889	104,373
2018-2020 в тарифе	1 673,400	168 408	53 096,982	836,700	313,119

Структура энергетического обеспечения ООО «КонцессКом» за период 2015-2020 гг.

табл.23

Наименование	Единица измерения	Период					
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.	2019 г.	2020г.
Реализация услуг							
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	533,144	533,934	556,309	557,800	557,800	557,800
Расходы энергоносителей							
Электроэнергия							
На выработку тепловой энергии	тыс. кВт·ч	16 620,470	15 904,144	17 698,994	17 698,994	17 698,994	17 698,994
	т у. т.	5 725,752	5 478,9776	6 097,3035	6 097,3035	6 097,3035	6 097,3035
	кВт·ч/Гкал	31,18	29,79	31,82	31,73	31,73	31,73
Вода							
На выработку тепловой энергии	тыс. м ³	157,736	117,182	278,889	278,900	278,900	278,900
	т у. т.	-	-	-	-	-	-
	м ³ /Гкал	0,30	0,22	0,50	0,5	0,5	0,5
Моторное топливо							
Моторное топливо	т у. т.	139,28	145,28	149,25	149,25	149,25	149,25
	тыс. л	97,397	101,596	104,373	104,373	104,373	104,373
Топливо							
Газ	т у. т.	83 959,0	82 269,0	86 448,0	86 448,0	86 448,0	86 448,0
	тыс. м ³	55 034	54 633	56 136	56 136	56 136	56 136
Удельная норма расхода условного топлива	кг у. т./Гкал	157,5	154,1	155,0	156,0	158,6	158,6
Потребление энергоресурсов, всего	т у. т.	89 824,03	87 893,26	92 694,55	92 694,55	92 694,55	92 694,55
Тепловая энергия							
Собственные нужды	Гкал	14 287	12 921	13 293	13 170	13 170	13 170
	%	2,68	2,42	2,39	2,36	2,36	2,36
Потери в сетях	тыс. Гкал	71,348	63,203	57,914	62,620	62,620	62,620
	%	13,75	12,13	11,53	11,50	11,50	11,50

Структурная схема использования энергоресурсов за 2017 г. (базовый)

табл.24

Суммарное потребление ТЭР в 2017 г. – 92 694,55 т у. т.
Газ: 56 136 м ³ – 86 448,0т у. т.
Электроэнергия: 17 698,994 тыс. кВт·ч – 6 097,3035т у. т.
Моторное топливо: 104,373тыс. л –149,25т у. т.
Вода – 278,889тыс. м ³

Структура потребления энергоресурсов, % т у. т. от общего расхода

рис.5



Вывод по потреблению энергетических ресурсов:

Основная доля расхода энергоресурсов приходится на потребление газа. Структура потребления ТЭР по ООО «КонцессКом» в базовом 2017 г. (рис.5):

- расход газа – 93,2 %;
- расход электроэнергии – 6,6 %;
- расход моторного топлива – 0,2%

Вывод по анализу прогнозного состояния объектов, которые используются для осуществления регулируемых видов деятельности:

В период реализации Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «КонцессКом» планируется:

- не значительное увеличение объема выработанной тепловой энергии в 2017 г. по отношению к 2015 г. и стабильные объемы выработки до 2020г. на уровне плановых значений;
- снижение потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения на 13,434 тыс. Гкал в 2017 г. по сравнению с 2015 г.
- снижение тепловой энергии на 994 Гкал на собственные нужды в 2017г. по сравнению с 2015г.

Таким образом, планы развития предприятия направлены на повышение эффективности производственной деятельности, снижение потерь тепловой энергии при ее передаче по сетям при сохранении существующих производственных мощностей и объемов предоставления услуги по теплоснабжению.

Прогноз потребления энергетических ресурсов и воды на срок реализации Программы представлен в **табл. 22-23**

Величина потребления электрической энергии в 2020 г. составит 17 698,994 тыс. кВт·ч.

В течение 2015–2016 гг. расход электрической энергии снизится на 716,33 тыс. кВт·ч, что на 4,3% ниже уровня 2015 г.

Объем потребления воды к 2020 г. запланирован на уровне 278,900 тыс. м³.

В течение 2015–2016 гг. расход воды снизился на 40,55 тыс. м³, что на 25,7 % ниже уровня 2015г.

Потребление попутного газа в 2020 г. составит 56 136тыс. м³.

В течение 2015–2016 гг. расход попутного газа снизился на 521,3 тыс. м³, что на 0,7 % ниже уровня 2015г.

7.Обоснование финансовых потребностей на реализацию Программы и источников финансирования мероприятий

В соответствии с п.49 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», расходы на капитальные вложения (инвестиции) в расчетный период регулирования определяются на основе утвержденных в установленном порядке инвестиционных программ регулируемой организации.

В соответствии с п. 32 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии, утв. Постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ», средства на финансирование капитальных вложений, направляемые на развитие производства, определяются с учетом сумм долгосрочных заемных средств, а также условий их возврата. При этом расходы, связанные с возвратом и обслуживанием долгосрочных заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, учитываются начиная с момента поступления средств на реализацию проекта, а также необходимо обеспечить учет таких расходов при расчете регулируемых тарифов на последующие расчетные периоды регулирования в течение всего согласованного срока окупаемости проекта.

В стоимость затрат на реализацию Программы включены следующие расходы:

- стоимость проектно-изыскательских работ;
- стоимость строительно-монтажных работ и работ по замене оборудования с улучшением технико-экономических характеристик;
- стоимость материалов и оборудования;
- прочие расходы.

В соответствии с разработанной Программой произведен расчет затрат на реализацию мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности ООО «КонцессКом».

Затраты по энергосбережению и повышению энергетической эффективности системы теплоснабжения на период реализации Программы (2018-2020 гг.) составляют 6 017,64 тыс. руб., в том числе по годам реализации:

- 2018 г. – 3 123,6 тыс. руб.;
- 2019 г. – 2 003,6 тыс. руб.;
- 2020 г. – 890,4 тыс. руб.

Источниками финансирования Программы являются:

- собственные средства ООО «КонцессКом» – 6 017,64 тыс. руб. (100% от общего объема финансирования Программы);
- федеральный бюджет – 0,0 тыс. руб.;
- бюджет автономного округа – 0,0 тыс. руб.;
- местный бюджет – 0,0 тыс. руб.

Поквартальная информация о величине и источниках финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности по каждому мероприятию с указанием отдельно всех источников финансирования представлена в **табл.5**

8. Механизм реализации и порядок контроля за ходом реализации Программы

Программа разработана в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 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»

Механизм реализации программы направлен на последовательное выполнение мероприятий Программы и достижение установленных целевых показателей.

ООО «КонцессКом» утверждает и реализует Программу на основании Постановления Правительства РФ от 15 мая 2010 г. N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Общее руководство Программой регламентируется приказом генерального директора ООО «КонцессКом» в котором назначаются ответственные лица за выполнение Программы и мероприятий Программы. Лицо, назначенное ответственным за выполнение Программы, проводит анализ выполнения мероприятий, подготавливает и согласовывает план мероприятий на очередной год, проводит мониторинг и анализ реализации Программы.

Целью мониторинга исполнения Программы является регулярный контроль и анализ выполнения мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, предусмотренных Программой, а также контроль за достижением заданного уровня экономии энергетических ресурсов.

Мониторинг программы включает в себя следующие этапы:

- регулярный сбор и анализ информации о значениях целевых показателей, установленных Программой;
- анализ данных о ходе реализации мероприятий Программы;
- ежегодная отчетность о ходе реализации Программы осуществляется в соответствии с Приказом РСТ ХМАО-Югры от 22 марта 2017г. № 23 «Об установлении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, на 2018 – 2020 годы»
- ежегодная корректировка планируемых значений целевых показателей с учетом фактически достигнутых результатов реализации Программы и изменения социально-экономической ситуации;
- корректировка мероприятий программы.

Мониторинг Программы предусматривает сопоставление и сравнение значений показателей во временном аспекте.

Анализ проводится путем сопоставления показателей за отчетный период с аналогичным показателем за предыдущий период.

Итоговая информация о ходе реализации Программы и эффективности использования финансовых средств должна содержать:

- сведения о результате реализации Программы за отчетный период;
- причины невыполнения или неполного выполнения Программы;
- данные о целевом использовании и объемах привлеченных средств бюджета и внебюджетных источников;
- сведения о соответствии результатов фактическим затратам на реализацию Программы;
- сведения о соответствии фактических показателей реализации Программы показателям, установленным при утверждении Программы.

По ежегодным результатам мониторинга осуществляется своевременная корректировка Программы.

Энергоменеджмент предприятия, пройдя добровольную сертификацию на соответствие требованиям ISO 50001:2011, подтвержден соответствующим сертификатом «ЭнергоСистема». На предприятии разработана, внедрена и сертифицирована интегрированная система менеджмента качества выполняемых работ и оказываемых услуг на соответствие требованиям международных стандартов ГОСТ Р ИСО 14001-2007 (ISO 14001:2004), ГОСТ 12.0.230-2007, OHSAS 18001:2007. Ежегодно энергоменеджмент и ИСМК предприятия успешно проходят очередной инспекционный контроль.

