



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

**ТЕХНОСОЮЗ**

**УТВЕРЖДАЮ**

Исполнительный директор  
АНО «Центр энергосбережения Югры»

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ Э.Э. Кинцле  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.  
М.П.

**РАЗРАБОТАНО**

Генеральный директор  
ООО «Техносоюз»

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ Р.Р. Хакимов  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.  
М.П.



**СХЕМА  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ  
БЕЛОЯРСКИЙ  
БЕЛОЯРСКОГО РАЙОНА  
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО  
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**



**Этап 1. Сбор и анализ исходных данных**

**ОТЧЕТ О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРЕДПРОЕКТНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ГО-  
РОДСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ БЕЛОЯРСКИЙ**

**СОГЛАСОВАНО**

Глава Белоярского района

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ С.П. Маненков  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.  
М.П.

Москва, 2013

## Содержание

Введение .....	13
I. Общие сведения об объекте исследования .....	13
II. Общая часть .....	16
III. Сроки, формы и этапы проведения ППИ .....	18
IV. Информация, полученная от служб администрации Белоярского района.....	21
V. Информация, полученная от организаций, занятых в сфере теплоснабжения.....	22
VI. Информация, полученная от органа исполнительной власти Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в сфере теплоснабжения .....	24
VII. Результат ППИ.....	24
1. Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" .....	25
Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения".....	25
1.1.1 Зоны действия производственных котельных.....	33
1.1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	33
Часть 2 "Источники тепловой энергии" .....	38
1.2.1 Структура основного оборудования.....	39
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	73
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	73
1.2.4 Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	101
1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	104
1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.....	104
1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя. ....	104
1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования .....	108
1.2.9 Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети.....	108
1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	108
Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты" .....	110

<i>1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект .....</i>	<i>110</i>
<i>1.3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....</i>	<i>111</i>
<i>1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки .....</i>	<i>111</i>
<i>1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....</i>	<i>119</i>
<i>1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и навильонов .....</i>	<i>119</i>
<i>1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....</i>	<i>119</i>
<i>1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....</i>	<i>122</i>
<i>1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....</i>	<i>123</i>
<i>1.3.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....</i>	<i>124</i>
<i>1.3.10 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....</i>	<i>124</i>
<i>1.3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....</i>	<i>126</i>
<i>1.3.12 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии.....</i>	<i>133</i>
<i>1.3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....</i>	<i>134</i>
<i>1.3.14 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространённых, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....</i>	<i>135</i>
<i>1.3.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учёта тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя .....</i>	<i>136</i>

1.3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	137
1.3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	138
1.3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	139
1.3.19 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	139
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии" .....	140
Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии" .....	141
1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха.....	141
1.5.2 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	144
1.5.3 Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	144
1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	145
Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии" .....	146
1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов .....	146
1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	147
1.6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	148
1.6.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	149
1.6.4 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .....	150
Часть 7 "Балансы теплоносителя" .....	151

1.7.1 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	151
1.7.2 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	153
Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом" ....	155
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	155
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	166
1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	166
1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха....	166
Часть 9 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций" ....	168
Часть 10 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения" .....	171
1.11.1 Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет.....	171
1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	173
1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности .....	174
1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	175
Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" .....	176
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	176
1.12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	177
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	177

<b>1.12.4</b>	<b>Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....</b>	<b>178</b>
<b>1.12.5</b>	<b>Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения.....</b>	<b>178</b>
Приложение А.....		179
Приложение Б.....		180
Приложение В.....		202
Приложение Г.....		203
Приложение Д.....		204
Приложение Е.....		205
Приложение Ж.....		206
Приложение И.....		207

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Режимная карта котла № 1, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1.....	77
Рисунок 1.2 – Режимная карта котла № 2, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1.....	78
Рисунок 1.3 – Режимная карта котла № 3, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1.....	79
Рисунок 1.4 – Режимная карта котла № 4, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1.....	80
Рисунок 1.5 – Режимная карта котла № 1, КВГМ 11,6-150, котельной № 2.....	81
Рисунок 1.6 – Режимная карта котла № 2, КВГМ 11,6-150, котельной № 2.....	82
Рисунок 1.7 – Режимная карта котла № 3, КВГМ 11,6-150, котельной № 2.....	83
Рисунок 1.8 – Режимная карта котла № 1, ИМПАК-3, котельной № 3 .....	84
Рисунок 1.9 – Режимная карта котла № 2, ИМПАК-3, котельной № 3 .....	85
Рисунок 1.10 – Режимная карта котла № 3, ВК-21, котельной № 3.....	86
Рисунок 1.11 – Режимная карта котла № 1, REX-180, котельной 4 мкр. «Березка» .....	87
Рисунок 1.12 – Режимная карта котла № 2, REX-180, котельной 4 мкр. «Березка» .....	88
Рисунок 1.13 – Режимная карта котла № 1, Villant VK INT – 1604/9, котельной ОАО «Ханты-Мансийский банк» .....	89
Рисунок 1.14 – Режимная карта котла № 2, Villant VK INT – 1604/9, котельной ОАО «Ханты-Мансийский банк» .....	90
Рисунок 1.15 – Режимная карта котла № 1, Mega PREX № 400, крышной котельной дома 17, 4 мкр. ....	91
Рисунок 1.16 – Режимная карта котла № 2, Mega PREX № 350, крышной котельной дома 17, мкр 4. ....	92
Рисунок 1.17 – Режимная карта котла № 5, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4. ....	93
Рисунок 1.18 – Режимная карта котла № 4, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4. ....	94
Рисунок 1.19 – Режимная карта котла № 3, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4. ....	95
Рисунок 1.20 – Режимная карта котла № 2, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4. ....	96
Рисунок 1.21 – Режимная карта котла № 1, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4. ....	97
Рисунок 1.22 – Режимная карта котла № 1, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский». ....	98
Рисунок 1.23 – Режимная карта котла № 2, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский». ....	99
Рисунок 1.24 – Режимная карта котла № 1, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка». ....	100

Рисунок 1.25 – Режимная карта котла № 2, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка» .....	101
Рисунок 1.26 – Температурный график 145/85 °С ЦГК №1 «ЮКЭК-Белоярский» .....	106
Рисунок 1.27 – Температурный график тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» 95/70°С .....	107
Рисунок 1.28 – Протяжённость тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» с распределением по диаметрам трубопроводов.....	113
Рисунок 1.29 – Температурный график ЦГК №1 «ЮКЭК-Белоярский» .....	121
Рисунок 1.30 – Температурный график 95/70 °С котельной «ЦТП №1» ОАО «ЮКЭК-Белоярский».....	122
Рисунок 1.31 – Паспорт готовности «ЮКЭК-Белоярский» к работе в осенне-зимний период 2012-2013 гг.....	126
Рисунок 1.32 – Письмо об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г. ....	128
Рисунок 1.33 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г. ....	129
Рисунок 1.34 – Динамика тепловых потерь в период 2009 – 2013 гг. в тепловых сетях.....	134
Рисунок 1.35 – Зоны действия источников тепловой энергии системы теплоснабжения г.п. Белоярский.....	140
Рисунок 1.36 –Расчетные нагрузки «ЮКЭК-Белоярский» с разбивкой по типам потребителей .....	142
Рисунок 1.37 – Присоединенная тепловая нагрузка котельных, обслуживаемых «ЮКЭК-Белоярский».....	143
Рисунок 1.38 –Расчетные нагрузки «ЮКЭК-Белоярский» с разбивкой по видам теплоснабжения .....	143
Рисунок 1.39 – Распределение установленной тепловой мощности котельных Белоярского. ....	147
Рисунок 1.40 – Отчёт о качестве питьевой воды, подаваемый с водоочистных сооружений г.Белоярский за 2012г. ....	154
Рисунок 1.41 – Паспорт качества газа, ноябрь 2012 г. ....	157
Рисунок 1.42 - Паспорт качества газа, октябрь 2012 г. ....	159
Рисунок 1.43 – Паспорт качества газа, сентябрь 2012 г. ....	161
Рисунок 1.44 - Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для "ЮКЭК-Белоярский" за 2011-2013 гг. ....	172
Рисунок 1.45 – Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для "Аэропорт Белоярский" за 2011-2013 гг. ....	172



Рисунок 1.46 - Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для СУ-6 за 2011-2013  
гг. ....173

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Сведения об источниках индивидуального теплоснабжения .....	33
Таблица 1.2 - Установленная мощность и присоединенная тепловая нагрузка котельных.....	38
Таблица 1.3 - Основные характеристики зданий и сооружений на территории ЦГК №1.....	40
Таблица 1.4 - Сведения о насосном оборудовании ЦГК №1.....	41
Таблица 1.5 - Сведение о тягодутьевых устройствах ЦГК №1 .....	42
Таблица 1.6 – Сведения о дымовых трубах котельной №1 .....	42
<b>Таблица 1.7</b> - Структура основного оборудования ЦГК №1 .....	43
Таблица 1.8 - Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной №2	44
Таблица 1.9 - Структура основного оборудования котельной №2 .....	45
Таблица 1.10 - Сведение о теплообменном оборудовании котельной №2 .....	46
Таблица 1.11 – Сведения о насосном оборудовании котельной №2 .....	46
Таблица 1.12 - Сведение о тягодутьевых устройствах котельной №2 .....	47
Таблица 1.13 - Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной №3	48
Таблица 1.14 - Структура основного оборудования котельной № 3 .....	49
Таблица 1.15 – Сведения о насосном оборудовании котельной №3 .....	50
Таблица 1.16 - Сведение о теплообменном оборудовании блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка» .....	52
Таблица 1.17 – Сведения о насосном оборудовании блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка» .....	52
Таблица 1.18 – Сведения о дымовых трубах блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка» .....	52
Таблица 1.19 – Сведения об установке ХВО блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка» .....	53
<b>Таблица 1.20</b> - Структура основного оборудования блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка» .....	54
Таблица 1.21 - Сведение о теплообменном оборудовании крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне .....	56
Таблица 1.22 – Сведения о насосном оборудовании крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне .....	56
Таблица 1.23 – Сведения о дымовых трубах крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне .....	56
Таблица 1.24 – Сведения об установке ХВО котельной дома №12 в 4 микрорайоне .....	56

Таблица 1.25 - Сведение о теплообменном оборудовании крышной котельной дома № 17 в 4 микрорайоне.....	58
Таблица 1.26 – Сведения о насосном оборудовании крышной котельной дома № 17 в 4 микрорайоне.....	58
Таблица 1.27 – Сведения об установке ХВО котельной дома № 17 в 4 микрорайоне. ....	58
Таблица 1.28 - Структура основного оборудования крышной котельной мкр. 4, дом № 12 ..	59
Таблица 1.29 - Структура основного оборудования крышной котельной мкр. 4, дом № 17 ..	60
Таблица 1.30 - Сведение о теплообменном оборудовании котельной «Аэропорт-Белоярский» .....	61
Таблица 1.31 – Сведения о насосном оборудовании котельной ОАО «Аэропорт».....	62
Таблица 1.32 – Сведения о дымовых трубах крышной котельной ОАО «Аэропорт».....	62
Таблица 1.33 – Сведения об установке ХВО котельной ОАО «Аэропорт».....	62
Таблица 1.34 - Сведение о теплообменном оборудовании котельной СУ-6.....	63
Таблица 1.35 – Сведения о насосном оборудовании котельной СУ-6.....	64
Таблица 1.36 – Сведения о дымовых трубах крышной котельной СУ-6 .....	64
Таблица 1.37 – Сведения об установке ХВО котельной СУ-6.....	64
Таблица 1.38 - Структура основного оборудования котельной «Аэропорт Белоярский».....	65
Таблица 1.39 - Структура основного оборудования котельной СУ-6 .....	65
Таблица 1.40 – Сведения о насосном оборудовании котельной ГИБДД.....	67
Таблица 1.41 – Сведения о дымовой трубе котельной ГИБДД.....	67
Таблица 1.42 – Сведения об установке ХВО котельной ГИБДД.....	67
Таблица 1.43 – Сведения о дымовых трубах котельной «Ханты-Мансийский банк».....	68
Таблица 1.44 – Сведения об установке ХВО котельной «Ханты-Мансийский банк».....	69
Таблица 1.45 - Сведение о теплообменном оборудовании котельной "Северянка" .....	70
Таблица 1.46 – Сведения о насосном оборудовании котельной "Северянка" .....	70
Таблица 1.47 – Сведения о дымовых трубах котельной "Северянка" .....	70
Таблица 1.48 - Структура основного оборудования котельной ГИБДД .....	71
Таблица 1.49 - Структура основного оборудования котельной «Ханты-Мансийский банк».	71
Таблица 1.50 - Структура основного оборудования котельной «Северянка» .....	72
Таблица 1.51 – Сведения об автоматизации котельных .....	73

<b>Таблица 1.52</b> – Данные о тепловых мощностях котельных .....	74
Таблица 1.53 - Расход тепла ЦГК №1 "ЮКЭК-Белоярский" .....	103
<b>Таблица 1.54</b> – Характеристика тепловых сетей ОАО «ЮКЭК-Белоярский» Городского округа Белоярский.....	110
<b>Таблица 1.55</b> – Протяжённость тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» с распределением по диаметрам и типам прокладки трубопроводов .....	113
<b>Таблица 1.56</b> - Протяжённость тепловых сетей с годом прокладки и % износа ОАО «ЮКЭК-Белоярский».....	114
<b>Таблица 1.57</b> - Сведения о способах прокладки тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский». ....	116
<b>Таблица 1.58</b> – Регламент работы тепловых сетей от котельных ЦГК №1 на отопительный сезон 2012 – 2013 гг. ....	123
<b>Таблица 1.59</b> – Значения поправочного коэффициента на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский» .....	130
<b>Таблица 1.60</b> – Динамика нормируемых тепловых потерь в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский».....	131
<b>Таблица 1.61</b> – Нормируемые тепловые потери ОАО «ЮКЭК-Белоярский».....	132
<b>Таблица 1.62</b> –Данные по нормируемым тепловым потерям в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский».....	133
Таблица 1.63 – Распределение расчетных нагрузок «ЮКЭК-Белоярский» по видам теплоснабжения и типам потребителей.....	141
Таблица 1.64 – Расчетные тепловые нагрузки с разбивкой по видам теплоснабжения источников теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский» .....	142
Таблица 1.65 – Годовое потребление тепловой энергии .....	144
Таблица 1.66 – Нормы потребления коммунальных услуг населением на территории г. Белоярский.....	145
Таблица 1.67 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто по котельным Белоярского.....	146
Таблица 1.68 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто по котельным Белоярского.....	148
Таблица 1.69 – Исходные данные для гидравлических расчетов .....	149
Таблица 1.70 – Данные по тепловой мощности котельных г.п.Белоярский.....	150
<b>Таблица 1.71</b> - Расход воды котельными г. Белоярский .....	152
Таблица 1.72 - Потребление основного топлива ЦГК №1.....	161
Таблица 1.73 - Потребление основного топлива котельной №2.....	162

Таблица 1.74 - Потребление основного топлива котельной №3 .....	162
Таблица 1.75 - Потребление основного топлива крышной котельной 4мкр. д.12 .....	162
Таблица 1.76 - Потребление основного топлива крышной котельной 4мкр. д.12 .....	163
Таблица 1.77 - Потребление основного топлива блочно-модульной котельной 4мкр. «Березка» .....	163
Таблица 1.78 - Потребление основного топлива котельной «Аэропорт» .....	164
Таблица 1.79 - Потребление основного топлива котельной СУ-6.....	164
Таблица 1.80 - Потребление основного топлива котельной ГИБДД.....	165
Таблица 1.81 - Потребление основного топлива котельной базы спорта и отдыха «Северянка» .....	165
<b>Таблица 1.82</b> - Анализ хозяйственной деятельности «ЮКЭК-Белоярский».....	168
<b>Таблица 1.83</b> - Анализ хозяйственной деятельности «Аэропорт Белоярский».....	169
<b>Таблица 1.84</b> - Анализ хозяйственной деятельности СУ-6. ....	169
<b>Таблица 1.85</b> - Тарифы на тепловую энергию для потребителей с 01.01.2011 года .....	171

## **Введение**

### **I. Общие сведения об объекте исследования**

Городское поселение Белоярский (далее - Белоярский) – общественный и культурный центр Белоярского района, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Тюменской области. Поселение расположено на севере округа, на реке Казым, в 175 км от ближайшей ж/д станции (п. Серёгино). С городами Тюмень и Ханты-Мансийск Белоярский связан воздушным сообщением.

На территории поселения осуществляются следующие основные виды деятельности: переработка рыбы, производство и реализация хлеба и хлебобулочных изделий, производство и реализация пива, производство обработанного жидкого молока, добыча полезных ископаемых, разведение крупного рогатого скота, производство и распределение электроэнергии, распределение газа, производство машин и оборудования, производство и распределение тепловой энергии и воды, обработка древесины и производство изделий из дерева, производство товарного бетона, производство стеновых материалов.

Белоярский расположен на левобережной, надпойменной террасе реки Казым.

Территория Белоярского представляет собой всхолмлённую равнину северной окраины Западно-Сибирской низменности. Рельеф спокойный, с общим уклоном к реке Казым, абсолютные отметки колеблются в пределах 15 - 30 м над уровнем моря. Грунтами на большей части территории являются пески пойменных отложений различной степени плотности и влагонасыщенности.

Белоярский расположен в I климатическом районе, в подрайоне 1Д (по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология») который характеризуется резко континентальным климатом с суровой, продолжительной многоснежной зимой и коротким летом.

На основании Постановления Правительства РФ от 03.03.2012 №170 "Об отнесении Березовского и Белоярского районов Ханты-Мансийского автономного округа - Югры к районам Крайнего Севера" Белоярский по территориальному расположению относится к району Крайнего Севера.

Территория входит в зону прерывистого распространения многолетних мёрзлых пород. Мерзлотные явления наблюдаются на всей территории. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 2,9 м.

Расчётные климатические условия Белоярского:

- соответствуют II району по ветру и I району по гололёду;
- минимальная температура воздуха:  $-53^{\circ}\text{C}$ ;
- максимальная:  $+33^{\circ}\text{C}$ ;
- температура наиболее холодной пятидневки:  $-45^{\circ}\text{C}$ .

Среднегодовая скорость ветра составляет 2 - 4 м/с. Зимой ветры имеют преимущественно южное и юго-западное направления, летом – северное и северо-западное направления.

Подземные воды чаще всего безнапорные или со слабым напором. Грунтовые воды залегают на глубине от 0,5 до 6,0 м.

Население Белоярского на 01.01.2012 составило 20 146 чел., жилой фонд на начало 2012 г. – 414,8 тыс. м<sup>2</sup> общей площади.

В соответствии с территориальным делением Белоярский состоит:

- из микрорайонов: №№ 1,3,4, 6,7 «Мирный», «Озёрный», СУ-966, «Спецгородок»;
- кварталов: «Молодёжный», «Южный».

Основная часть существующего жилищного фонда представлена многоквартирными домами различной этажности (1-5 этажей) – около 383,6 тыс. м<sup>2</sup> (92% от суммарной общей площади жилых зданий).

Общая площадь индивидуальных многоквартирных жилых домов составляет около 22,2 тыс. м<sup>2</sup> (5,35% от суммарной общей площади жилых зданий).

Социальная сфера поселения представлена:

- учреждениями образования (4 детских сада, 3 школы, Центр высшего и среднего специального образования, Белоярский технико-экономический колледж, 2 внешкольных учреждения);

– учреждениями здравоохранения (центральная районная больница, отделение скорой помощи, молочная кухня, центр гигиены и эпидемиологии в ХМАО, отдел Роспотребнадзора, ветеринарная лечебница, 4 аптеки);

– объектами социального обеспечения (2 учреждения социальной защиты населения – центр помощи детям, оставшимся без попечения родителей «Горизонт», комплексный центр социального обслуживания населения «Милосердие»);

– объектами спортивного назначения (МУ «Дворец Спорта», бассейн «Бригантина», МУ «Городской спортивный комплекс «Олимп», 2 спортивных зала общего пользования);

– объектами культурно-досугового назначения (детский дворовый клуб, МУК «Центр культуры национального творчества», МОУДО «Детско-юношеский центр г. Белоярский», МОУДОД «Детско-подростковый центр г. Белоярский», дом культуры «Газовик», МУК «Центр культуры и досуга «Камертон», детская библиотека, центральная городская библиотека);

– объектами торгового назначения (115 действующих магазинов, 2 мини-рынка, 8 киосков и остановочных торговых павильонов);

– предприятиями бытового и коммунального обслуживания (дом бытовых услуг, прачечная, баня);

– учреждениями жилищно-коммунального хозяйства (4 гостиницы, ЖЭО, 2 объекта пожарной охраны);

– объектами кредитно-финансового назначения («Запсибкомбанк», филиал «Ханты-Мансийского Банка», отделение Сберегательного банка РФ);

– объектами связи (узел связи «Газ связь», узел связи «Белоярсктелеком», почта России, АТС, телецентр);

– религиозно-культовыми объектами (Храм преподобного Серафима Саровского, часовня);

– прочими объектами (около 40 административных зданий, контор и офисов, бюро ритуальных услуг, объекты МВД, юридические учреждения).

Основная часть общественной социальной застройки сосредоточена в центральной части города.



## **II. Общая часть**

2.1. Разработка схемы и электронной модели системы теплоснабжения городского поселения Белоярского выполняется в соответствии с договором №85П от 25.12.2012 заключенным обществом с ограниченной ответственностью «Техносоюз» (далее – «Техносоюз») с автономной некоммерческой организацией «Центр энергосбережения Югры» (далее – Договор). Объем выполняемых работ определен техническим заданием, являющимся приложением №1 к Договору.

Основание разработки схемы теплоснабжения является Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Цель разработки схемы теплоснабжения – рассмотрение и техническая оценка текущего состояния системы теплоснабжения города, определение обоснованных технических направлений развития системы теплоснабжения, укрупненная оценка необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение, связанных с развитием систем теплоснабжения.

Состав схем теплоснабжения и требования к ним определены Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и другими документами, регламентирующими деятельность в области теплоснабжения

2.2. Письмом от 09.01.2013 №5/13 «Техносоюз» уведомило главу администрации Белоярского о начале разработки схемы теплоснабжения городского поселения Белоярский. Копия письма приведена в приложении А.

2.3. В соответствии с Решением Думы Белоярского района от 21.09.2012 №293 «О соглашениях о передаче осуществления части полномочий органов местного самоуправления городского и сельских поселений в границах Белоярского района органам местного самоуправления Белоярского района и о передаче осуществления части полномочий органов местного самоуправления Белоярского района органам местного самоуправления городского и сельских поселений в границах Белоярского района» осуществление части полномочий, в том числе, затрагивающих разработку схемы теплоснабжения Белоярского отнесено к компетен-

ции Белоярского района. В соответствии с этим предпроектное исследование и далее работа по разработке схемы и электронной модели системы теплоснабжения г.п.Белоярского проводится «Техносоюз» в взаимодействии с структурами администрации Белоярского района.

2.4.Предпроектное исследование (далее – ППИ) – важная составляющая обширного комплекса работ, установленных Договором, проводимых «Техносоюз» по разработке схемы и электронной модели системы теплоснабжения. ППИ - первый этап работ, на котором проводится сбор, анализ и согласование исходных данных по системе теплоснабжения Белоярского. Цель проведения ППИ - совместно со структурными подразделениями администрации района, инженерными и коммунальными службами, другими заинтересованными организациями (учреждениями) - подготовка необходимых и актуальных данных, являющихся исходной информацией для обеспечения возможности разработки схемы теплоснабжения Белоярского и соответствующей электронной модели.

2.5. Результат сбора информации при проведении ППИ являются полученные ответы на вопросы, представленные в опросных листах и дополнительных запросах отправляемых «Техносоюз» с целью получения уточняющих данных. Формы опросных листов разработаны «Техносоюз» до начала проведения ППИ в составе приложений по нескольким тематическим направлениям:

Приложение №1 - для служб администрации города и других организаций (учреждений) занимающихся вопросами градостроительной деятельности, технической инвентаризации объектов капитального строительства, эксплуатацией жилищного фонда;

Приложение №2 - для организаций, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, по их хозяйственно – экономической деятельности;

Приложение №3 - для организаций, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, по источникам выработки тепловой энергии и объектам индивидуального теплоснабжения;

Приложение №4 – для организаций, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, по тепловым сетям;

Приложение №5 - для организаций, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, по теплосетевым объектам;

Приложение №6 – для организаций, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения, по потребителям тепла.

Отправка форм опросных листов, для последующей их передачи в исследуемые организации (учреждения) для заполнения, произведена «Техносоюз» письмом от 16.01.2013 №100/9/13 на имя Главы Белоярского района. Копия письма приведена в приложении Б.

2.6.Результатом проведения ППИ является настоящий отчет, в котором приводится структурированная и согласованная исходная информация, в объеме, позволяющем «Техносоюз» разработать и утвердить схему и электронную модель системы теплоснабжения городского поселения Белоярский.

2.7.В разделах настоящего отчета представлена методика проведения ППИ, даны сведения об источниках сбора информации при проведении ППИ и предоставленные источниками данные, приложены (при необходимости), в виде писем, подтверждающие сведения.

### **III. Сроки, формы и этапы проведения ППИ**

3.1. Сроки проведения ППИ определены в соответствии со сроками установленными Договором для 1 этапа производства работ «Сбор и анализ исходных данных по системе теплоснабжения г.п.Белоярский» - с 25.12.2012 по 25.03.2013.

3.2. Вне сроков указанного этапа Договора, для уточнения ранее полученной информации и в случае возникновения потребности в новых сведениях необходимых для разработки схемы электронной модели системы теплоснабжения, будут готовиться дополнительные письма-запросы в адрес исследуемых организаций. По согласованию между разработчиком схемы теплоснабжения и исследуемыми организациями ответы на отдельные вопросы, указанные в опросных листах и письмах, в виду сложности и трудоемкости подготовки запрошенной информации, необходимостью ее детального уточнения и проверки будут предоставляться в адрес «Техносоюз» вне сроков, установленных Договором для проведения ППИ.

3.3. Ответы на запросы, подготовленные организациями, являющимися источниками информации для разработки схемы теплоснабжения, заполненные опросные листы, переписка по вопросам сбора информации для разработки схемы теплоснабжения велась сторонами в следующих формах:

- отправкой корреспонденции на имя руководителя запрашивающей организации на почтовые адреса;
- отправкой корреспонденции на адреса электронной почты «Техносоюз» в форме писем, файлов с таблицами, схемами, рисунками, фотографиями и т.п. в формате электронных документов;
- передачей информации непосредственно специалистам «Техносоюз», при посещении ими исследуемых организаций, в формате файлов электронных документов, документов на бумажном носителе;
- отправкой отдельных документов с информацией, записанной на CD-R дисках.

3.4. В процессе проведения ППИ для удобства хранения, изучения, обработки и дальнейшего использования в составе схемы теплоснабжения вся отправленная и полученная информация, систематизировалась по смысловым файлам, размещаемым на электронных носителях, находящихся в «Техносоюз».

3.5. ППИ проводилось в следующих организационных формах:

3.5.1. Разработка форм опросных листов для сбора информации.

3.5.2. Проведение совместных организационных и технических совещаний с представителями администрации и служб района с целью адаптации опросных листов с исходными данными к материалам, существующим в организациях – источниках информации.

3.5.3. Формирование скорректированных (адаптированных) опросных листов, организация их рассылки в адреса источников информации.

3.5.4. Опрос специалистов организаций, занятых в сфере теплоснабжения и других заинтересованных организаций (учреждений) города, располагающих требуемой информацией для получения необходимых сведений.

3.5.5. Визуальный осмотр и проведение необходимых измерений при непосредственном посещении объектов производства тепловой энергии, теплосетевого хозяйства, потребителей тепловой энергии в Белоярском.

3.5.6. Анализ и изучение ответов (писем, информации на дисках CD-R, файлов в формате электронных документов, таблиц, схем, рисунков на бумажном носителе и т.п.) полученных от организаций (учреждений), указанных в пункте 3.5.4.

3.6. Для ППИ применялась форма опросного листа: «Опросный лист для получения исходных данных необходимых для разработки схемы теплоснабжения муниципального образования, включая электронную модель системы теплоснабжения».

3.7. Результатом ППИ явилась собранная и систематизированная актуальная информация, полученная на основании данных, указанных в заполненных опросных листах, изложенная в письмах-ответах, и других полученных сведений необходимых для разработки схемы теплоснабжения и электронной модели, объем которой представлен в настоящем отчете.

3.8. Общим координатором работ по разработке схемы и электронной модели системы теплоснабжения Белоярского администрацией Белоярского района определено Управление жилищно-коммунального хозяйства администрации Белоярского района. Специалистами управления осуществлялось общее сопровождение выполнения ППИ, производилась рассылка писем-запросов, организовывались совместные установочные совещания.

3.9. Источниками предоставления информации для разработки схемы теплоснабжения города Югорска и соответствующей электронной модели определены:

- службы администрации Белоярского района;
- организации, занятые в сфере теплоснабжения;
- орган государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа Югры в сфере теплоснабжения.

#### **IV. Информация, полученная от служб администрации Белоярского района**

4.1. Информация по существующему положению и перспективам развития поселения получена от служб администрации Белоярского района. Источниками получения информации являлись:

4.1.1. Управление градостроительства и архитектуры Белоярского района.

4.1.2. Управление жилищно-коммунального хозяйства Белоярского района.

4.2. В результате ППИ от указанных служб получена требуемая информация для разработки схемы теплоснабжения и электронной модели:

- основные сведения по существующей инженерной инфраструктуре города и наличии в организациях (учреждениях) города документов с информацией, в качестве ответов по опросным листам, необходимой для проведения ППИ;

- данные об организациях, осуществляющих деятельность по теплоснабжению поселения и количестве тепловых объектов, находящихся в их ведении;

- утвержденный генеральный план, топографическая основа в электронном формате, разработанные и утвержденные проекты планировки межевания территорий (копия письма о передаче приведена в приложении В);

- информация по состоянию городской инфраструктуры и существующей застройке;

- Информация по использованию газа для нужд индивидуального отопления жилых домов с адресным списком абонентов, использующих газ для нужд теплоснабжения;

- сведения по бесхозным тепловым сетям.

4.3. Приросты площадей строительных фондов по расчетным элементам территориального деления Белоярского, с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого пятилетнего периода и на последующие 5-летние периоды на момент составления настоящего отчета находятся на стадии согласования в службах администрации района. В виду сложности и трудоемкости подготовки указанной информации, необходи-

мостью ее детального уточнения и проверки по согласованию сторон будет предоставлена в адрес «Техносоюз» вне сроков, установленных Договором для проведения ППИ.

## **V. Информация, полученная от организаций, занятых в сфере теплоснабжения**

5.1. В Белоярском деятельность по оказанию услуг теплоснабжения осуществляют и будут рассматриваться при разработке схемы теплоснабжения, в объеме предоставленной информации, три теплоснабжающие организации:

- Открытое акционерное общество «Югорская Коммунальная Эксплуатирующая Компания - Белоярский» (далее – «ЮКЭК-Белоярский»);
- Открытое акционерное общество «Аэропорт Белоярский» (далее – ОАО «Аэропорт Белоярский»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Югорскремстройгаз» в зоне деятельности Строительное монтажное управление №5 на территории г.п. Белоярский (далее – СУ-6).

5.2. В сфере теплоснабжения в поселения заняты и будут рассматриваться при разработке схемы теплоснабжения Белоярского, в объеме предоставленной информации, прочие организации:

- РЭГ ГИБДД ОМВД России по Белоярскому району (далее - ГИБДД);
- филиал ОАО "Ханты-Мансийский банк" (далее - "Ханты-Мансийский банк");
- Муниципальное автономное учреждение физической культуры и спорта Белоярского района база спорта и отдыха "Северянка" (далее – Северянка).

5.3. Общество с ограниченной ответственностью "Белоярскавтотранс" (письмо в адрес Главы Белоярского района от 19.03.2013 №63) и общество с ограниченной ответственностью «Приоритет» (письмо в адрес Главы Белоярского района от 19.03.2013 №62) запрашиваемую исходную информацию по запросу Главы Белоярского района от 14.03.2013 №565 не предоставили, в соответствии с чем, далее их объекты теплоснабжения, работающие на свои зоны ответственности, рас-

считаться не будут. Копии указанных писем приведены в приложениях Г,Д,Е - соответственно.

5.2. При ППИ определен перечень источников выработки тепловой энергии - в количестве 11 единиц указанных организаций, которые будут рассматриваться при разработке схемы теплоснабжения и построении электронной модели системы теплоснабжения.

5.3. По результатам ППИ от организаций, указанных в пунктах 5.1 и 5.2, получена информация:

- перечень источников выработки тепловой энергии и теплосетевых объектов, находящихся в ведении организаций, их основные технические характеристики и сведения по состоянию источников выработки тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них;
- принципиальные тепловые схемы котельных, тепловых пунктов и тепловых сетей;
- сведения о применяемых видах топлива, объемах их потребления, температурные графики и режимные карты работы котлов;
- сведения о фактических теплогидравлических режимах работы тепловых сетей;
- данные о потребителях тепловой энергии, состоянии систем учета тепла, объемах выработки и потребления тепла;
- информация о проведении испытаний тепловых сетей, выполненных и планируемых объемах работ по ремонту, модернизации и вводу в эксплуатацию объектов теплоснабжения;
- сведения об имеющихся проблемах в организации теплоснабжения;
- имеющееся проектная, исполнительная и иная документация в виде файлов в формате электронных документов.



## **VI. Информация, полученная от органа исполнительной власти Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в сфере теплоснабжения**

6.1. Информация о тарифах в сфере теплоснабжения получена от органа исполнительной власти Ханты-Мансийского округа-Югры в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения - региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Запрос на получение информации отправлен Техносоюз» письмом от 18.01.2013 №100/11/13. Копия письма приведена в приложении Ж.

6.2. От региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа-Югры получен ответ, в котором содержится информация по каждой тепло-снабжающей организации, осуществляющей деятельность на территории Белоярского:

- по динамике утвержденных тарифов на тепло за последние 3 года до начала разработки схемы теплоснабжения;
- по структуре тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;
- по размеру платы за подключение к системе теплоснабжения и размер необходимой валовой выручки от осуществления указанной деятельности;
- по размеру платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Письмо-ответ от 01.02.2013 №24-Исх-225 приведено в приложении И.

## **VII. Результат ППИ**

Собранная при проведении ППИ информация по объектам городской инфраструктуры, организациям, занятым в сфере теплоснабжения, элементам системы теплоснабжения Белоярского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в основном даёт ответы на вопросы, поставленные в опросных листах. Объем собранных и полученных сведений, таблиц, документов, графических материалов позволяет «Техносоюз» приступить к разработке схемы и электронной модели системы теплоснабжения Белоярского.

# **Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"**

## **Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"**

Функциональная структура теплоснабжения Белоярского представляет собой централизованное производство, передачу по тепловым сетям тепловой энергии до потребителя, разделенное между разными юридическими лицами, автономное и индивидуальное теплоснабжение.

На территории Белоярского в структуре теплоснабжения заняты:

Объекты теплоснабжения теплоснабжающих организаций:

- «ЮКЭК-Белоярский»;
- ОАО «Аэропорт Белоярский»;
- СУ-6.

Объекты теплоснабжения прочих организаций, обслуживающих автономные источники теплоснабжения общественных объектов, а также объекты теплоснабжения, осуществляющие производство и передачу по тепловым сетям для собственных нужд рассматриваемых организаций:

- ГИБДД;
- "Ханты-Мансийский банк";
- «Северянка».

**«ЮКЭК-Белоярский».** Основным поставщиком тепловой энергии в Белоярском является - «ЮКЭК-Белоярский». Организация осуществляет производство, передачу и распределение тепловой энергии конечным потребителям на нужды отопления горячего водоснабжения, технологии для собственного объекта. Для осуществления своей производственной деятельности в сфере теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский» использует ресурсы, получаемые как от сто-

ронных источников: природный газ, электрическая энергия, так и получаемые с эксплуатируемых им самим объектов - вода.

На момент проведения ППИ в эксплуатации «ЮКЭК-Белоярский» находятся шесть отопительных котельных, которые учтены в настоящем отчете и будут рассмотрены в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский. В эксплуатации находятся:

- отопительная котельная №1 (центральная городская котельная, далее - ЦГК №1);
- отопительная котельная №2 («БУТТиСТ»);
- производственно-отопительная котельная №3 (ВОС);
- отопительная блочно-модульная котельная 4 микрорайона «Берёзка»;
- магистральные и распределительные сети от указанных котельных;
- две отопительные крышные автономные котельные (на многоквартирных жилых домах №12 и №17), являющиеся собственностью жителей, проживающих в домах).

Суммарная установленная тепловая мощность источников тепла «ЮКЭК-Белоярский» составляет 196,97 Гкал/ч, располагаемая мощность - 177,72 Гкал/ч. Источников теплоты Белоярского не оснащены приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя.

Общая протяжённость тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» в двухтрубном измерении составляет 70,8612 км, вместе с трубопроводами горячего водоснабжения (далее – ГВС). Сети теплоснабжения проложены в подземном и надземном исполнении.

Из них:

- до ЦТП, функционирующие по температурному графику 145/85 °С – 6,663 км (все сети работают от ЦГК №1);
- сети отопления после ЦТП ЦГК №1, функционирующие по температурному графику 95/70 °С – 36,346 км;

- сети отопления котельных №№2, 3 и 4, функционирующие по температурному графику 95/70 °С – 5,2431 км;

- тепловые сети ГВС от ЦТП котельной ЦГК №1 и котельной №4 – 22,6091 км.

Сети отопления потребителей – закрытого типа. Метод регулирования отпуска тепловой энергии в водяную тепловую сеть - центральный качественно-количественный. В системе теплоснабжения применяются температурные графики регулирования отопительной нагрузки с параметрами теплоносителя:

- 145/80 °С, с точкой излома при температуре теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети 110 °С;

- 95/70 °С;

- 70/50 °С (тепловые сети ГВС).

Теплоснабжение основной части города осуществляется от ЦГК №1. Установленная мощность ЦГК №1 - 140 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка - 85,321 Гкал/ч. Котельная состоит из первой и второй очереди. На данный момент в работе находится 2-я очередь. 1 очередь ЦГК №1 находится на консервации, в эксплуатационном состоянии - холодного резерва. Для включения в процесс производства тепловой энергии оборудования 1 очереди необходимо провести на двух котлах наладку технологического процесса и при необходимости ремонтные работы.

Теплоноситель до потребителя подаётся через восемь центральных тепловых пунктов - ЦТП №1, ЦТП №2, ЦТП №3, ЦТП №4, ЦТП №5, ЦТП №6, ЦТП №7, ЦТП №8. Теплоноситель от котельной по присоединённым магистральным тепловым сетям подаётся на ЦТП с расчётной температурой по графику 145/80 °С, откуда он проходя через теплообменники, с расчётной температурой по графику 95/70 °С, через распределительные сети поступает в системы отопления потребителей.

Теплоснабжение микрорайона СУ-966 БУТТиСТ осуществляется от отопительной котельной № 2 имеющей установленную мощность 30,00 Гкал/ч и при-

соединённую тепловую нагрузку 23,3 Гкал/ч. Теплоноситель от котельной по присоединённым магистральным тепловым сетям подаётся конечному потребителю для использования на нужды отопления с расчётной температурой по графику 95/70 °С.

К котельной №2 подключены только тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) протяжённостью 2,987 км в двухтрубном исчислении. Сети отопления закрытого типа. Функционируют сети только в отопительный период.

Теплоснабжение района Промзоны 2 осуществляется от котельной № 3 (ВОС). Установленная тепловая мощность котельной - 7,72 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка - 6,0 Гкал/ч. Теплоноситель от котельной по присоединённым магистральным тепловым сетям с расчётной температурой по графику 95/70°С подаётся непосредственно до ИТП потребителей.

К котельной подключены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) протяжённостью 1,648 км в двухтрубном исчислении, функционирующие только в отопительный период.

Теплоснабжение зданий в 4 микрорайоне осуществляется от отопительной блочно-модульной котельной «Березка». Установленная мощность котельной составляет - 3,1 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка - 1,5 Гкал/ч. Нужды теплоснабжения потребителей обеспечиваются одним рабочим котлом, вне зависимости от температуры наружного воздуха.

Теплоноситель от котельной по присоединённым магистральным тепловым сетям с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до ИТП потребителей. Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором. Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

К котельной подключены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) протяжённостью 0,6081 км в двухтрубном исчислении и тепловая сеть ГВС в 2-х трубном исполнении (подающий

и циркуляционный трубопроводы), протяжённостью в двухтрубном исчислении - 0,7682 км.

Теплоснабжение многоквартирного жилого дома №12 в 4 микрорайоне Белоярского осуществляется от отопительной автономной крышной котельной. Установленная тепловая мощность котельной составляет - 0,52 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка - 0,35 Гкал/ч (0,2 Гкал/ч – отопление, 0,15 Гкал/ч – ГВС).

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей.

К котельной присоединены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) протяжённостью - 0,5 км в двухтрубном исчислении и тепловая сеть ГВС - в 2-х трубном исполнении (подающий и циркуляционный трубопроводы), протяжённостью в двухтрубном исчислении - 0,2 км.

Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором. Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

Теплоснабжение многоквартирного жилого дома №17 в 4 микрорайоне осуществляется от отопительной автономной крышной котельной. Установленная тепловая мощность котельной составляет - 0,62 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка - 0,35 Гкал/ч (0,2 Гкал/ч – отопление, 0,15 Гкал/ч – ГВС).

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей.

К котельной присоединены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) протяжённостью - 0,5 км в двухтрубном исчислении и тепловая сеть ГВС - в 2-х трубном исполнении (подаю-

щий и циркуляционный трубопроводы), протяжённостью в двухтрубном исчислении - 0,2 км.

Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором. Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

По «ЮКЭК-Белоярский» действует единый тариф на отпущенную тепловую энергию.

**ОАО "Аэропорт Белоярский".** На момент проведения ППИ в эксплуатации ОАО «Аэропорт Белоярский» находятся одна отопительная котельная, которая учтена в настоящем отчете и будет рассмотрена в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский.

Котельная осуществляет теплоснабжение зданий аэропорта Белоярский, а также объектов сторонних потребителей. Установленная тепловая мощность котельной составляет – 1,72 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка – 0,57 Гкал/ч.

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей. К котельной подключены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) и тепловая сеть ГВС также в 2-х трубном исполнении.

Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором.

Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

По ОАО «Аэропорт Белоярский» действует единый тариф на отпущенную тепловую энергию.

**СУ-6.** На момент проведения ППИ в эксплуатации СУ-6 находятся одна отопительная котельная, которая учтена в настоящем отчете и будет рассмотрена в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский.

Котельная осуществляет теплоснабжение производственных зданий СУ-6, а также объектов сторонних потребителей. Установленная тепловая мощность котельной составляет - 3 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка – 2,362Гкал/ч.

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей. Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором.

К котельной подключены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) и тепловая сеть ГВС также в 2-х трубном исполнении (подающий и циркуляционный трубопроводы).

Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

По СУ-6 действует единый тариф на отпущенную тепловую энергию.

**"Ханты-Мансийский банк".** На момент проведения ППИ в системе теплоснабжения Белоярского функционирует одна отопительная автономная котельная "Ханты-Мансийский банк", которая учтена в настоящем отчете и будет рассмотрена в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский. Эксплуатации указанной котельной осуществляет в соответствии с договором «ЮКЭК-Белоярский».

Котельная осуществляет теплоснабжение объекта - здание "Ханты-Мансийский банк". Установленная тепловая мощность котельной составляет – 0,206 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка – 0,145 Гкал/ч.

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем по-



требителей. Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором.

Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

**ГИБДД.** На момент проведения ППИ в эксплуатации ГИБДД находятся одна отопительная автономная котельная, которая учтена в настоящем отчете и будет рассмотрена в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский.

Котельная осуществляет теплоснабжение объекта – здание ГИБДД. Установленная тепловая мощность котельной составляет – 0,11 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка – 0,09 Гкал/ч.

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей. Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором. Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

**"Северянка".** На момент проведения ППИ "Северянка" эксплуатирует одну отопительную котельную, которая учтена в настоящем отчете и будет рассмотрена в схеме теплоснабжения городского поселения Белоярский.

Котельная осуществляет теплоснабжение зданий базы спорта и отдыха «Северянка». Установленная тепловая мощность котельной составляет – 0,86 Гкал/ч, присоединённая тепловая нагрузка – 0,65 Гкал/ч.

Теплоноситель от котельной по присоединённым трубопроводам с расчётной температурой по графику 95/70 °С подаётся непосредственно до систем потребителей. Тепловая сеть отопления - закрытого типа, сеть ГВС – открытого типа с непосредственным водоразбором.

К котельной подключены тепловые сети отопления в 2-х трубном исполнении (подающий и обратный трубопроводы) и тепловая сеть ГВС также в 2-х трубном исполнении (подающий и циркуляционный трубопроводы).

Сеть отопления функционирует только в отопительный период, сеть ГВС – 8400 часов в год.

### **1.2.1 Зоны действия производственных котельных.**

В системе теплоснабжения Белоярского производственные котельные, предназначенные для обеспечения технологических процессов промышленных предприятий (технологического теплоснабжения), отсутствуют.

### **1.2.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.**

Зоны жилой малоэтажной застройки частного сектора сформированы в сложившихся на территории поселения районах. Теплоснабжение жилых домов в этих зонах осуществляется от индивидуальных газовых котельных, располагаемых внутри зданий. Оборудование, установленное в индивидуальных котельных разнообразно как по мощности, так и производителям. Тепло в основном расходуется на нужды отопления, в отдельных домах так же и на нужды горячего водоснабжения.

Сведения об индивидуальных источниках тепла в Белоярском, по состоянию на 01.01.2013, предоставленные Управлением жилищно-коммунального хозяйства Белоярского района, приведены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 – Сведения об источниках индивидуального теплоснабжения**

№ п.п	Ф.И.О. владельца	Адрес	Количество приборов				
			горелка	Котел АОГВ	Котел КЧМ2М	Котел КС-ТГВ	Котел иностранного производства
1	Павленко Анатолий Александрович	6-1-1		1			1
2	Попова Ирина Валентиновна	6-1-2					2
3	Анохина Наталья Анатольевна	6-1-3			1		
4	Савич Ольга Леонидовна	6-1-4		1			
5	Черкашин Роман Николаевич	6-1-5					1

6	Фёдоров Сергей Владимирович	6-1-6					1
7	Ишбулатов Салават Габбасович	6- 1-7					1
8	Панкратов Александр Никитович	6-1-8				2	
9	Пантелеймонов Алексей Николаевич	6-1-9		1			
10	Фетисов Д.Я	6-1-10		1			
11	Глухов Игорь Дмитриевич	6-1	1				
12	Васик Елена Рудольфовна	6-1-12					1
13	Алексеев Владимир Владимирович	6-1-12А					2
14	Шатресов Аркадий Геннадиевич	6-1-13					1
15	Сергеев Александр Анатольевич	6-1-14 кв.1			1		1
16	Акимов Сергей Николаевич	6-2-1				1	
17	Бойченко Татьяна Ивановна	6-2-2				1	1
18	Ким Геннадий Андреевич	6-2-3				1	
19	Базеян Серго Ваагнович	6-2-4					1
20	Комлев Виктор Александрович	6-2-5			1		
21	Гузенко Владимир Иванович	6-2-6			1		
22	Забилов Ваис Вакифович	6-2-7				1	
23	Акентьев Евгений Владимирович	6-2-8			1		
24	Юдаков Григорий Николаевич	6-2-9	1				
25	Платонов Виталий Владимирович	6-2-10		1	1		
26	Юнг Елена Юрьевна	6- 2-11	2				
27	Асавов Магомедсайд Дадаевич	6- 2- 12					1
28	Неруш Михаил Петрович	6-2-13			1		
29	Филонов Иван Иванович	6- 2-14			1	1	
30	Сихварт Людмила Анатольевна	6- 2-15				2	
31	Ахмедшин Эдуард Рашидович	6-2-17		1			
32	Бордун Григорий Фёдорович	6-2-19			1		
33	Калужко Александр Александрович	6-2-21	1				1
34	Никитин Александр Николаевич	6-2-22					1
35	Егорова Надежда Александровна	6-2-23					1
36	Назаренко Юрий Леонидович	6-2-24					1
37	Ласков Александр Викторович	6-2-25	1				
38	Зырянов Владимир Георгиевич	6- 2-26	1		1		
39	Коноваленко Евгений Александрович	6-2-28					2
40	Тросиненко Лидия Ивановна	6-3-1			1		
41	Терещенко Татьяна Александровна	6-3-6		1		1	
42	Ерофеева Г.Г	6-3-7			1		
43	Зелинская Лариса Алексеевна	6-3-8	1				3
44	Витрук Фёдор Васильевич	6-3-9			1		
45	Анфалов Е.Л.	6-3-10	1	1			1
46	Головнёв Михаил Тихонович	6-3-11				1	
47	Перунова Галина Петровна	6-3-12					2
48	Масленников Александр Владимирович	6-3-13	1				
49	Кунгурцев Анатолий Анатольевич	6-3-14	1	1			2
50	Барковский Юрий Дмитриевич	6-3-17				1	

51	Терехова Елена Борисовна	6-4-2		1			
52	Гусельникова Галина Геннадьевна	6-4-3		1			1
53	Грибанова Ирина Владиславовна	6-4-5					1
54	Маненков Виктор Петрович	6-4-7				1	1
55	Чемляков Владимир Александрович	6-4-8					1
56	Стебуков Евгений Анатольевич	6-4-9	1				
57	Луговской Станислав Юрьевич	6-4-10					1
58	Вологодская Елена Александровна	6-4-11					1
59	Костылев Вячеслав Викторович	6-4-14					1
60	Осипова Анна Александровна	6-4-15					1
61	Митчин Игорь Иванович	6-5-1			1		
62	Орбелиани Теймураз Ревазович	6-5-2					1
63	Евтихов Владимир Викторович	6-5-3					2
64	Никоноров Николай Павлович	6-5-4				1	1
65	Маненков Сергей Петрович	6-5-5					2
66	Молданова Т.К.	6-5-6					2
67	Дробахина Галина Викторовна	6-5-8					1
68	Бойченко Виктор Иванович	6-5-12					2
69	Талипов Ильмир Мусавирович	6-5-13					2
70	Ананин Василий Леонидович	6-5-15					1
71	Пуртов Михаил Яковлевич	6-5-30		1			1
72	Нагорнова Светлана Ивановна	7-А - 21					1
73	Хутинаев Александр Анатольевич	7-А - 23					1
74	Гуров Иван Михайлович	ул. Водозаборная, 4		1			
75	Лешукова Ирина Михайловна	ул. Водозаборная, 7	1	1			
76	Дранный Валерий Павлович	ул. Водозаборная, 8					
77	Сапиро Александр Борисович	ул. Водозаборная, 12			1		
78	Савченко Валерий Иванович	ул. Водозаборная, 14	1	3			
79	Рогожников Владимир Леонидович	ул. Водозаборная, 15			1		
80	Байкова Зияна Шайхуловна	ул. Водозаборная, 16		1			
81	Замятина Ольга Петровна	ул. Водозаборная, 18	2				
82	Нестерович Нина Петровна	ул. Водозаборная, 17					1
83	Сиренко Василий Михайлович	ул. Водозаборная, 19		1			
84	Скрипаль Григорий Борисович	ул. Водозаборная, 22				1	
85	Колесник Александр Александрович	ул. Лесная, 1					1
86	Ланкина Фархинулр Гилаисовна	ул. Лесная, 2					1
87	Бессонов Андрей Георгиевич	ул. Лесная, 3				1	
88	Цыганок Людмила Степановна	ул. Лесная, 5			1		
89	Мухаметянова Флюра Курбангалиевна	ул. Лесная, 7			1		
90	Иолтуховская Надежда Николаевна	ул. Лесная, 8			1		
91	Гареев Румиль Рифатович	ул. Лесная, 11			1		
92	Агафонов Василий Витальевич	ул. Лесная, 12					1
93	Погорелец Станислав Иосифович	ул. Лесная, 13		1			
94	Котова Людмила Фёдоровна	ул. Лесная, 17-15			1		
95	Демьянова Светлана Сергеевна	ул. Лесная, 16					1

96	Гимаев Фунур Фазимович	ул. Лесная, 26					
97	Коробчук Дмитрий Александрович	ул. Лесная, 23		1			1
98	Коробчук Юрий Александрович	ул. Лесная, 25			1		
99	Прадед Валентина Александровна	ул. Лесная, 24				1	
100	Гладыш Евгений Владимирович	ул. Лесная, 27					
101	Леонтьев Н.И	ул. Лесная, 28					
102	Дуняшева Мария Васильевна	ул. Лесная, 30		2			
103	Беликов Виктор Николаевич	ул. Лесная, 31			1		
104	Агафонов Евгений Витальевич	ул. Лесная 32	1			1	
105	Лачугин Фёдор Степанович	ул. Лесная, 33		2	1		
106	Калачикова Александра Викторовна	ул. Лесная, 34	1			1	1
107	Бих Иван Николаевич	ул. Лесная, 35				1	
108	Аксенов Сергей Иванович	ул. Лесная 38	1			1	
109	Дорошенко Алексей Николаевич	ул. Лесная, 40			2		
110	Вылла Андрей Аутович	ул. Лесная, 41				2	
111	Филиппов Алексей Прокопьевич	ул. Лесная, 42				1	
112	Красников Сергей Гаврилович	ул. Лесная, 43			1		
113	Карпушин Леонид Сергеевич	ул. Лесная, 44			1		
114	Карпушин Василий Сергеевич	ул. Лесная, 46	3	1			
115	Матусевич Надежда Борисовна	ул. Лесная, 48			1	1	
116	Тудрий Сергей Петрович	ул. Приозерная, 2					1
117	Жидкова Людмила Владимировна	ул. Приозёрная, 4			1		
118	Городный Юрий Николаевич	ул. Приозерная, 5					1
119	Вдов Виктор Петрович	ул. Озерная, 6	1				1
120	Кондратюк Николай Иванович	ул. Озерная, 7				1	
121	Сидорова Ольга Юрьевна	ул. Озерная, 8			1		
122	Ануфриев Алексей Владимирович	ул. Озерная, 10					
123	Касьян Владимир Михайлович	ул. Озерная, 12		2			
123	Кулакова Нила Васильевна	ул. Приозерная, 13					2
124	Попов Сергей Петрович	ул. Приозерная, 14	1				2
125	Волков Александр Николаевич	Спецгородок д.1-а				1	
126	Тарасова Елена Михайловна	Спецгородок д.3				1	
127	Пасечнюк Юрий Дмитриевич	Спецгородок д.3-А				1	
128	Шамин Николай Петрович	Спецгородок д.7				1	
129	Васняев Николай Петрович	Спецгородок д. 10				1	
130	Пищулина Татьяна Алексеевна	Спецгородок д.14		2			1
131	Микая Наталья Викторовна	Спецгород д.17				1	
132	Мельник Александр Георгиевич	Спецгородок д.19				1	
133	Радионова Ирина Васильевна	Спецгородок д.20		1			
134	Видеман Валентина Алексеевна	Спецгородок д.26					1
135	Пастухав Василий Петрович	Спецгородок д.30					1
136	Ледков Евгений Геннадьевич	Спецгородок д.32					1
137	Васильев Вадим Петрович	Спецгородок д.36					
138	Рвачева Валентина Николаевна	Спецгородок д.38					1
139	Васильев Иван Михайлович	Спецгородок д.39	1				

140	Салимжанова Факия Азимовна	Спецгородок д.40		1			
141	Лемтюгин Виктор Андреевич	Спецгородок д.51					1
142	Грачев Игорь Владимирович	Спецгородок д.53				1	
143	Юнусов Василий Нуртдинович	Спецгородок д.57				1	
144	Терещенко Алексей Владимирович	п. Мирный д.18-а					1
145	Игошев Евгений Петрович	п. Мирный д.24					
146	Нестеров А.Н.	п. Мирный д.25					
147	Ганеев Насырьян Шарифьянович	п. Мирный д.29	1			1	1
148	Таратута Валентина Николаевна	п. Мирный д.31		1		1	
149	Сыркин Александр Елисеевич	п. Мирный д.32					1
150	Умарова Тетеханум Устархановна	п. Мирный д.33			2		
151	Базаян С.В.	п. Мирный д.45					2
152	Дияров Рафиз Габитович	п. Мирный д.5					1
153	Шигапов Ринат Кавилович	п. Таежный д.1 кв.1	1				1
154	Габдульбаров Хамит Габдульзянович	п. Таежный д.1 кв. 2	1				
155	Скобелева Марина Прокопьевна	п. Таежный д.4,кв.1					1
156	Матусевич Виктор Александрович	п. Таежный д.5			2		
157	Молданова Лариса Васильевна	п. Таежный д.11			1		
158	Неттина Ираида Григорьевна	п. Таежный д.12			1		
159	Юдина Татьяна Викторовна	п. Таежный д.13			1		
160	Стебукова Надежда Ивановна	ул. Строителей, 4 кв.1					1
161	Филиппов Олег Владимирович	Строителей, 4 кв.2	1				1
162	Джуренко А.В.	Строителей, 2 кв.2		3			
163	Гатченко Юлия Сергеевна	Строителей, 6 кв.4					1
164	Коршак А.С.	Строителей, 6 кв.1					1
165	Панин Н.Н.	микрорайон № 4 д 14 кв.1					1
166	Козляков Владимир Александрович	микрорайон № 4 д 14 кв.3					1
167	Брейтенблехер Евгений Викторович	микрорайон № 4 д 14 кв.4					1
168	Ойнец Александр Валерьевич	микрорайон № 4 д 14 кв.5					1
169	Чернояров Виктор А.	микрорайон № 4 д 24 кв.1					1
170	Сумбаева Лиля Рафкатовна	микрорайон № 4 д 24 кв.2					1
171	Нет данных	микрорайон № 4 д 24 кв.3					1
172	Дуданов Виктор Викторович	микрорайон № 4 д 24 кв.4					1
173	Лавров Иван В.	микрорайон № 4 д 24 кв.5					1
	Итого:		29	36	38	37	93

## Часть 2 "Источники тепловой энергии"

В соответствии с требованиями статьи 22 Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», описание источников тепловой энергии основывается на данных, передаваемых разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих организаций, действующих на территории поселения. Сведения, представленные в отчёте, получены от теплоснабжающих организаций поселения при проведении ППИ и в процессе обработки и анализа полученной информации.

По состоянию на 01.01.2013, источниками централизованного теплоснабжения в Белоярском являются отопительные и производственно-отопительная котельные «ЮКЭК-Белоярский» и котельные других организаций, работающие на газе.

Перечень котельных, с указанием установленной мощности и присоединённой нагрузки, представлен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2** - Установленная мощность и присоединенная тепловая нагрузка котельных

№ п/п	Наименование	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч
1	Центральная городская котельная №1 (I очередь)	ул. Центральная, 32	1993	Круглогодичный (оборудование законсервировано, режим эксплуатации - холодный резерв)	60	85,321
2	Центральная котельная (II очередь)	ул. Центральная, 32	2004	круглогодичный	80	
3	Котельная №2	Промзона 2, строение № 19	1989	Отопительный период	30,00	23,3
4	Котельная №3	Промзона 2, строение № 4-1	1989	Отопительный период	7,72	6,0

5	Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.12	2011	Отопление и ГВС	0,52	0,35
6	Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.17	н/д	Отопление и ГВС	0,62	0,35
7	Блочно-модульная котельная 4мкр.	4 микрорайон, «Берёзка»	2011	круглогодичный	3,11	1,608
8	Котельная ОАО "Аэропорт Белоярский"	ул. Аэропорт, 5	2012	отопительный период	1,72	0,57
9	Котельная СУ-6	ул. Центральная, 18	н/д	отопительный период	3,0	2,362
10	Крышная котельная "Ханты-Мансийский банк"	ул. Молодости, 11	н/д	отопительный период	0,206	0,145
11	Котельная ГИБДД	4 мкр. ул. Строителей, 20	2011	отопительный период	0,11	0,09
12	Котельная «Северянка»	пр. б/о Северянка, стр. 1/1	н/д	отопительный период	0,86	0,65

Примечание: н/д – данные не предоставлены

### **1.2.1 Структура основного оборудования**

**Центральная городская котельная №1.** Отопительная городская котельная №1 расположена по ул. Центральная, 32 - является источником теплоснабжения для нужд отопления и ГВС жилых многоквартирных домов, общественных зданий и производственных зданий промышленных предприятий Белоярского.

Котельная работает в водогрейном режиме и имеет две очереди установленного оборудования. Первая очередь котельной находится в собственности ОАО «Газпром трансгаз Югорск», вторая очередь – в собственности «ЮКЭК-Белоярский». Эксплуатирует обе очереди котельной – «ЮКЭК-Белоярский». Износ основного оборудования котельной составляет: 1 очередь – 95%, 2 очередь - 30% .

Система теплоснабжения от ЦГК № 1 - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 150/80 °С. Каждая очередь котельной имеет



свой вывод трубопроводов диаметром 400 мм, которые соединяются в одну общую магистраль.

Подпитка тепловых сетей производится водой из системы горячего водоснабжения в обратный трубопровод тепловой магистрали ЦГК № 1 в помещении ЦТП №4.

Обеспечение собственных нужд котельной (систем отопления и вентиляции производственных, бытовых и административно-вспомогательных помещений, подогреватель горячей воды; подогрев газа) осуществляется сетевой водой от вывода тепловой сети второй очереди.

Теплоноситель по магистральному трубопроводу тепловой сети поступает на восемь центральных тепловых пункта (далее - ЦТП). Семь ЦТП (№1-3, 5-8) работают на нужды отопления потребителей, а одно (ЦТП №4) на нужды отопления и горячего водоснабжения.

В состав комплекса входят: здание I очереди котельной (машинный зал, административно бытовой комплекс), здание II очереди котельной (машинный зал, административно бытовой комплекс), КТП, водоподготовка, ёмкость хранения воды – бак-аккумулятор. Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной приведены в таблице 1.3.

**Таблица 1.3** - Основные характеристики зданий и сооружений на территории ЦГК №1

Наименование зданий и сооружений	Площадь, м <sup>2</sup>	Строительный объем, м <sup>3</sup>	Кол-во, шт.	Материал ограждающих конструкций	Кол-во этажей	Высота здания, м
I очередь	439.2	4084.56	1	ж/б плиты	1	9,3
II очередь	888	8258.40	1	ж/б плиты	1	9,3

Водоснабжение котельной осуществляется по 2 трубопроводам от системы хозяйственно - питьевого водоснабжения поселения.

Электроснабжение городской котельной осуществляется от комплектной трансформаторной подстанции по двум вводам напряжением 10 кВ, через трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ.

Структура основного оборудования городской котельной №1 представлена в таблице 1.7.

### **Котельно-вспомогательное оборудование.**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на городской котельной №1 установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное.

**Теплообменное оборудование.** Теплообменное оборудование на котельной не предусмотрено схемой котельной.

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя в тепловые сети используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.4.

**Таблица 1.4** - Сведения о насосном оборудовании ЦГК №1

Назначение	Тип насосно-го агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
<b>1 очередь</b>						
Сетевой (зимний)	ЦН 400-105	3	400	105	200	1470
Подпиточный	K45/55	4	45	н/д	н/д	н/д
Сырой воды	K90/55	4	90	н/д	н/д	н/д
<b>2 очередь</b>						
Рабочей среды	K-80-165-60	2	50	н/д	н/д	н/д
Рабочей среды	K100-80-160	1	100	н/д	н/д	н/д
Сетевой	ЦН 400-105	4	400	105	200	1470
Рециркуляционный	НКУ-250	4	250	32	45	1460
Подпиточный	н/д	-	-	-	-	-

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Тягодутьевое оборудование.** Каждый котёл оснащён тягодутьевыми устройствами: дутьевым вентилятором и дымососом. Сведения о тягодутьевом оборудовании, установленном на блочно-модульной котельной приведены в таблице 1.5.

**Таблица 1.5 - Сведение о тягодутьевых устройствах ЦГК №1**

Дутьевой вентилятор					Дымосос				
Марка вентилятора, тип устройства	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, мм.вод.ст.	Мощность электродвигателя, кВт	Количество, ед.	Марка дымососа, тип.	Производительность, м <sup>3</sup> /ч	Напор, мм.вод.ст.	Мощность электродвигателя кВт	Количество, ед.
<b>1 очередь</b>									
ВДН-12,5	39000	243	30	3	ДН-17	61200	104	55	4
<b>2 очередь</b>									
ВДН-12,5	26600	243	30	4	ДН-17	61200	104	55	4

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Данные о дымовых трубах приведены в таблице 1.6.

**Таблица 1.6 – Сведения о дымовых трубах котельной №1**

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
кирпич	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Установка химводоочистки.** На ЦГК №1 установок химводоочистки (далее – ХВО) – не предусмотрено. Питание водой котлов и подпитка тепловой сети осуществляется исходной водой из городского водопровода.

Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества для работы котлов производится деаэраторах термических вакуумных, производительностью 100 т/ч (I очередь) и 25 т/ч (II очередь).

**Таблица 1.7** - Структура основного оборудования ЦГК №1

Стан- цион- ный номер	Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуата- цию	Производи- тельность номиналь- ная, Гкал/ч.	КПД, %	Темпера- тура воды на входе, °С	Темпера- тура во- ды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/ Гкал</u> нату- рального, <u>м<sup>3</sup>/Гкал</u> )	Норма- тивный срок службы, лет	Топливо
<b>1 очередь</b>										
1/1	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	1993	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	Основное топли- во – природный газ. Резервное топ- ливо – не предусмотре- но
2/1	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	1993	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	
3/1	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	1993	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	
<b>2 очередь</b>										
1/2	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	2004	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	Основное топли- во – природный газ. Резервное топ- ливо – не предусмотре- но
2/2	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	2004	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	
3/2	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	2004	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	
4/2	водогрейный КВ- ГМ-23,3-150 (КВ- ГМ-20-150)	Бийский ко- тельный завод	2004	20	90	150	70	<u>158</u> 140	20	

**Котельная №2.** Отопительная котельная №2 («Белоярское управление технологического транспорта и специальной техники» - далее - БУТТ и СТ) является источником теплоснабжения для нужд отопления производственной базы БУТТ и СТ ООО «ГазпромТрансгазЮгорск», производственной базы дорожно-строительного управления СУ – 926, а также жилого поселка, представленного жилыми одноэтажными домами в деревянном исполнении. Котельная работает в паровом и водогрейном режиме. Котельная находится в собственности и эксплуатируется «ЮКЭК-Белоярский».

Система теплоснабжения от котельной № 2 - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

Износ основного оборудования котельной составляет - 95%

В состав комплекса входят: здание котельной (машинный зал) и административно бытовой комплекс. Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной приведены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8** - Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной №2

Наименование зданий и сооружений	Площадь, м <sup>2</sup>	Строительный объем, м <sup>3</sup>	Кол-во, шт.	Кол-во этажей	Высота здания, м
Здание котельной	864	7084,80	1	1	8,2
Административно бытовой комплекс котельной	216	734,4	1	1	3,4

Водоснабжение котельной осуществляется по 1 трубопроводу от системы хозяйственно - питьевого водоснабжения города.

Электроснабжение городской котельной осуществляется от городской подстанции по двум вводам напряжением 6,0 кВ, через трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ.

Структура основного оборудования котельной №2 представлена в таблице 1.9.

**Таблица 1.9 - Структура основного оборудования котельной №2**

Стан- цион- ный номер	Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность номиналь- ная, Гкал/ч	КПД, %	Темпера- тура воды на входе °С	Темпе- ратура воды на выходе °С	Удельная норма расхо- да топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурально- го, м <sup>3</sup> /Гкал)	Норма- тивный срок службы, лет	Топливо
1	водогрейный КВ-ГМ-11,63- 150 (КВ-ГМ-10- 150)	Бийский ко- тельный завод	1989	10	90	150	70	$\frac{158}{140}$	15	Основное топливо – природный газ. Резервное топливо – не преду- смотрено.
2	водогрейный КВ- ГМ-11,63-150 (КВ- ГМ-10-150)	Бийский ко- тельный завод	1989	10	90	150	70	$\frac{158}{140}$	15	
3	водогрейный КВ- ГМ-11,63-150 (КВ- ГМ-10-150)	Бийский ко- тельный завод	1989	10	90	150	70	$\frac{158}{140}$	15	
4	паровой Е-1/9-ГЗ	н/д	1989	0,66	89	-	-	$\frac{161}{142}$	20	
5	паровой Е-1/9-ГЗ	н/д	1989	0,66	89	-	-	$\frac{161}{142}$	20	
6	паровой Е-1/9-ГЗ	н/д	1989	0,66	89	-	-	$\frac{161}{142}$	20	

Примечание: н/д – данные не предоставлены

## Котельно-вспомогательное оборудование

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной №2 установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное, тягодутьевое.

**Теплообменное оборудование.** На котельной №2 применяется теплообменники системы вода-вода, смонтированные в блок. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.10.

**Таблица 1.10** - Сведения о теплообменном оборудовании котельной №2

Тип (марка)	Год установки	Количество секций, шт.
14-325x4000	1989	8

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя в тепловые сети используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.11.

**Таблица 1.11** – Сведения о насосном оборудовании котельной №2

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об./мин
Сетевые первого контура	К 80-50-200	4	50	50	22	2900
Сетевые второго контура	Д 320-50	4	320	50	75	1450
	Д 315-50	3	315	50	75	2900
Деаэрированной воды	ВК 2/26	2	8	20	4	н/д
Подпиточный	К45/30	2	45	30	7,5	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Тягодутьевое оборудование.** Каждый котёл оснащён тягодутьевыми устройствами: дутьевым вентилятором и дымососом. Сведения о тягодутьевом оборудовании, установленном на котельной №2 приведены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12 - Сведение о тягодутьевых устройствах котельной №2**

Дутьевой вентилятор					Дымосос				
Марка вентилятора, тип устройства	Производительность, м3/ч	Напор, мм.вод.ст.	Мощность электродвигателя, кВт	Количество, ед.	Марка дымососа, тип.	Производительность, м3/ч	Напор, мм.вод.ст.	Мощность электродвигателя кВт	Количество, ед.
ВДН-10	19600	345	н/д	3	ДН-12,5	39100	343	н/д	3

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Данные о дымовых трубах по котельной №2 – не предоставлены.

**Установки химводоочистки.** На котельной №2 установок ХВО – не предусмотрено. Питание водой котлов и подпитка тепловой сети осуществляется исходной водой из городского водопровода.

Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества для работы котлов производится в термическом вакуумном деаэраторе «Авакс», производительностью 15 т/ч.

**Котельная №3.** Отопительная котельная №3 (комплекс водоочистных сооружений - далее - ВОС) является источником теплоснабжения для нужд отопления ВОС и Казымского ПТУ ООО “Газпром трансгаз Югорск”. Оборудование котельной работает в паровом и водогрейном режиме. Котельная находится в собственности и эксплуатируется «ЮКЭК-Белоярский».

Система теплоснабжения от котельной № 3 - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С. Износ оборудования котельной составляет - 55 %.



Водоснабжение котельной осуществляется по трубопроводу от системы хозяйственно - питьевого водоснабжения города  $\varnothing = 108$  мм.

В состав комплекса котельной №3 входят: здание котельной (машинный зал) и здания бытовых помещений. Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной приведены в таблице 1.13.

**Таблица 1.13** - Основные характеристики зданий и сооружений на территории котельной №3

Наименование зданий и сооружений	Площадь, м <sup>2</sup>	Строительный объем, м <sup>3</sup>	Кол-во, шт.	Кол-во этажей	Высота здания, м
Здание котельной	360	3240,00	1	1	9,0
бытовки	144	374,4	1	1	2,6
бытовки	27	70,2	1	1	2,6

Водоснабжение котельной осуществляется по 1 трубопроводу от системы хозяйственно - питьевого водоснабжения города.

Электроснабжение котельной №3 осуществляется от РУ-6кВ трансформаторной подстанции по двум вводам напряжением 0,4 кВ. Для резервного электроснабжения котельной установлена дизель электростанция.

Структура основного оборудования городской котельной №3 представлена в таблице 1.14.

**Таблица 1.14** - Структура основного оборудования котельной № 3

Стан- цион- ный номер	Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность номиналь- ная	КПД, %	Темпера- тура воды на вхо- де °С	Темпе- ратура воды на выходе °С	Удельная норма расхо- да топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурально- го, м3/Гкал)	Норма- тивный срок службы, лет	Топливо
1	водогрейный ИМПАК-3	«Termogom»	2005	3	90	115	70	<u>158</u> 140	20	Основное топливо – природный газ.  Резервное топливо – не преду- смотрено
2	водогрейный ИМПАК-3	«Termogom»	2005	3	90	115	70	<u>158</u> 140	20	
3	водогрейный КСВ-2,0 (ВК-21)	ООО «Завод блочно - ком- плектных устройств»	2005	1,72	91	115	70	<u>158</u> 140	20	

## Котельно-вспомогательное оборудование

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной №3 установлено насосное котельно-вспомогательное оборудование.

**Теплообменное оборудование.** Теплообменное оборудование – не предусмотрено.

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя в тепловые сети используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Сведения о насосном оборудовании котельной №3

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об./мин
Сетевые	АХ 200/150	1	200	50	55	1470
	К 180-80-160	4	100	32	15	2900
	К 290/30	1	290	30	37	1450
Подпиточный	КМ 80-50-200	4	50	50	н/д	н/д
Деаэрации	К50/20	2	50	20	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Тягодутьевое оборудование.** Сведения о тягодутьевом оборудовании, установленном на котельной №3 – не предоставлены.

**Дымовые трубы.** Сведения о дымовой трубе, установленной на котельной №3 – не предоставлены.

**Установка химводоочистки.** На котельной №3 установок ХВО – не предусмотрено. Подпитка тепловой сети осуществляется исходной водой из городского водопровода.

**Блочно-модульная автономная котельная 4 микрорайона «Березка».** Отопительная блочно-модульная автономная котельная 4 микрорайона «Березка» (далее - блочно-модульная котельная 4 мкр. «Березка») является источником теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения объектов рас-

положенных в 4 микрорайоне Белоярского. Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная эксплуатируется «ЮКЭК-Белоярский».

Блочно-модульная автономная котельная состоит из 3-х модулей, с установленным в них оборудованием. Номинальная теплопроизводительность котельной 3,11 Гкал/ч. Теплоноситель – вода. Структура основного оборудования автономной блочно-модульной котельной представлена в таблице 1.20.

Система теплоснабжения от автономной котельной - зависимая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования – 95/70 °С.

Температура горячей воды на входе – 60°С.

Категория надёжности по теплоснабжению – 1.

Категория надёжности по электроснабжению – 1.

Износ оборудования котельной составляет: менее 1,0 %.

Водоснабжение котельной осуществляется от городской системы хозяйственно - питьевого водопровода. Электроснабжение котельной осуществляется от системы городского электроснабжения.

### **Котельно-вспомогательное оборудование**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на крышной автономной котельной установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное, водоподготовительное оборудование.

#### **Теплообменное оборудование.**

Применяется теплообменники системы вода-вода, смонтированные в блок. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.16.

**Таблица 1.16** - Сведение о теплообменном оборудовании блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка»

Тип (марка)	Год установки	Количество секций/шт.	Мощность, МВт/Гкал	Технические характеристики	
				расход, м3/час	давление, МПа
пластинчатый теплообменник М6-MFG «Alfa-Laval»	н/д	2	1,08/0,93 (каждый)	15	2,5

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя в систему теплоснабжения используются различные типы насосного оборудования производства фирмы WILLO. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.17.

**Таблица 1.17** – Сведения о насосном оборудовании блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка»

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
Горячего водоснабжения	IL 40/160-4/2	2	900	110	4	2850
Циркуляционный	TOP-SD 65/7	2	32	7	0,35	2850
Подпиточный	MHI 403	2	32	70	0,55	2850
Сетевой	IL 80/160-11/2	2	900	110	11	2850

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов от котлов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Сведения о дымовой трубе приведены в таблице 1.18

**Таблица 1.18** – Сведения о дымовых трубах блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка»

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
сталь	20	1020

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества производится с применением автоматизированного дозирования реагентов для химводо-подготовки подпиточной воды «Комплексон-б», установленной на котельной. Характеристики оборудования приведены в таблице 1.19 .

**Таблица 1.19** – Сведения об установке ХВО блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка»

Модель, тип	Производительность ХВО, м3/ч	Примечание
«Комплексон-6»	1-5	Максимальный внешний диаметр трубопровода: 80 мм

**Таблица 1.20** - Структура основного оборудования блочно-модульной котельной 4 мкр. «Березка»

Станционный номер	Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, $\frac{\text{кг}}{\text{Гкал}}$ натурального, $\frac{\text{м}^3}{\text{Гкал}}$ )	Нормативный срок службы, лет	Топливо
1	водогрейный REX 180 фирма "ICI Caldait"	ЗАО «ВИАЛЭНЕРГО-ПРОМ»	2011	1.55	92.31	95	70	н/д	12	Основное топливо – природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено
2	водогрейный REX 180 фирма "ICI Caldait"	ЗАО «ВИАЛЭНЕРГО-ПРОМ»	2011	1.55	92.31	95	70	н/д	12	

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Крышная котельная дома №12 в 4 микрорайоне.** Отопительная крышная котельная дома №12 в 4 микрорайоне Белярского является источником теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения многоквартирного дома. Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная находится в собственности жильцов дома и эксплуатируется «ЮКЭК-Белярский».

Крышная автономная котельная выполненная в модульном исполнении состоит из 5-и нагревательных модулей МН-120 тепловой мощностью по 0,1 Гкал/ч каждый, модуля приготовления горячей воды МВГ-4, модуля регулятора отопления АРД-65. Изготовитель котельной - компания СП «Укринтерм».

Система теплоснабжения от крышной автономной котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования – 90/70 °С. Износ оборудования котельной составляет - 25 %

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого внутридомового водопровода. Электроснабжение городской котельной осуществляется от внутридомовой сети электроснабжения.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2; категория надёжности по электроснабжению – 2.

Структура основного оборудования крышной котельной дома № 12 в 4 микрорайоне представлена в таблице 1.28.

#### **Котельно-вспомогательное оборудование**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на крышная котельная дома №12 в 4 микрорайоне установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное, химводоочистки и другое.

#### **Теплообменное оборудование.**

Применяется теплообменники системы вода-вода. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.21.



**Таблица 1.21** - Сведение о теплообменном оборудовании крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне

Тип (марка)	Год Установки	Количество секций, шт.	Технические характеристики	
			расход, м <sup>3</sup> /час	давление, МПа
Модуль приготовления горячей воды MBГ-4	2007	1	12	0,63

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя от котельной используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.22.

**Таблица 1.22** – Сведения о насосном оборудовании крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об./мин
Горячего водоснабжения	TOP-S 50/10	2	н/д	н/д	н/д	н/д
Отопления	TOP-SD 65/10	2	н/д	н/д	н/д	н/д
Исходной воды	FMP-300-EM	1	н/д	н/д	н/д	н/д
Сетевой	TOP-RL 30/7,5	1	н/д	н/д	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется через утеплённые герметичные дымовые трубы, расположенные за пределами здания котельной. Сведения о дымовых трубах приведены в таблице 1.23.

**Таблица 1.23** – Сведения о дымовых трубах крышной котельной дома №12 в 4 микрорайоне

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
Нержавеющая сталь	5	250

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества производится в системе ХВО, установленной на котельной. Характеристики установки ХВО приведены в таблице 1.24 .

**Таблица 1.24** – Сведения об установке ХВО котельной дома №12 в 4 микрорайоне

Модель, тип	Производительность ХВО, м3/ч
Электронный умягчитель воды WaterKingWK-3+	н/д
Водоподготовка Lamborghini EAU 15M	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

В котельной установлены: расширительный бак “Reflex” закрытого типа объемом 50 литров на контуре котлов и расширительный бак закрытого типа “Reflex” объемом 600 литров на системе отопления.

**Крышная котельная дома № 17 в 4 микрорайоне.** Отопительная крышная котельная дома № 17 в 4 микрорайоне Белоярского является источником теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения многоквартирного дома. Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная находится в собственности собственников жилья и эксплуатируется «ЮКЭК-Белоярский».

Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2; категория надёжности по электроснабжению – 2.

Износ оборудования котельной составляет: 15 - 18 %.

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого внутридомового водопровода. Электроснабжение городской котельной осуществляется от внутридомовой электрической сети.

Структура основного оборудования крышной котельной 4 микрорайона дома № 17 представлена в таблице 1.29.

#### **Котельно-вспомогательное оборудование.**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на крышная котельная дома №17 в 4 микрорайоне установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное.

**Теплообменное оборудование.** Применяется теплообменники системы вода-вода. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.25.

**Таблица 1.25** - Сведение о теплообменном оборудовании крышной котельной дома № 17 в 4 микрорайоне

Тип (марка)	Год установки	Количество секций, шт.	Технические характеристики	
			расход, м <sup>3</sup> /час	давление, МПа
Функе FP10-19-1-EK	2008	19	н/д	1,6
Функе FP10-19-1-EH	2008	19	н/д	1,6

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя от котельной используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.26.

**Таблица 1.26** – Сведения о насосном оборудовании крышной котельной дома № 17 в 4 микрорайоне

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
Сетевой	“Grundfos”	4	н/д	н/д	н/д	н/д
Подпиточный	“Grundfos”	1	н/д	н/д	н/д	н/д
Рециркуляционный	UPS 32-55 “Grundfos”	2	6,2	2	н/д	н/д
Циркуляционный контура отопления	UPSD 65-180F “Grundfos”	1	н/д	н/д	н/д	н/д
Циркуляционный системы ГВС	UPSD 50-180F “Grundfos”	1	н/д	н/д	н/д	н/д
Циркуляционный системы отопления	UPSD 50-180F “Grundfos”	1	н/д	н/д	н/д	н/д
Рециркуляционный ГВС	UPS 32-80F “Grundfos”	1	н/д	н/д	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу. Сведения о дымовой трубе не предоставлены.

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества производится в системе ХВО, установленной на котельной. Характеристики установки ХВО приведены в таблице 1.27 .

**Таблица 1.27** – Сведения об установке ХВО котельной дома № 17 в 4 микрорайоне.

Модель, тип	Производительность ХВО, м <sup>3</sup> /ч
KFS/KWS 100 TA	1.1

**Таблица 1.28** - Структура основного оборудования крышной котельной мкр. 4, дом № 12

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м3/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
водогрейный МН-120 (модуль нагрева 1)	компания СП “Укринтерм”	2010	0,093	90	95	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ Резервное топливо – не предусмотрено
водогрейный МН-120 (модуль нагрева 2)	компания СП “Укринтерм”	2010	0,093	90	95	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ Резервное топливо – не предусмотрено
водогрейный МН-120 (модуль нагрева 3)	компания СП “Укринтерм”	2010	0,093	90	95	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ Резервное топливо – не предусмотрено
водогрейный МН-120 (модуль нагрева 4)	компания СП “Укринтерм”	2010	0,093	90	95	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ Резервное топливо – не предусмотрено
водогрейный МН-120 (модуль нагрева 5)	компания СП “Укринтерм”	2010	0,093	90	95	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ Резервное топливо – не предусмотрено

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Таблица 1.29** - Структура основного оборудования крышной котельной мкр. 4, дом № 17

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м <sup>3</sup> /Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
водогрейный MEGA PREX N 400	Lamborghini Calor S.p.A. Италия	2009	0,344	92.17	95	70	*	*	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо – нет
водогрейный MEGA PREX N 350	Lamborghini Calor S.p.A. Италия	2009	0,301	92.11	95	70	*	*	

**Котельная «Аэропорт Белоярский».** Отопительная котельная «Аэропорт Белоярский» является источником теплоснабжения для нужд отопления объектов находящихся на территории аэропорта Белоярский. Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная находится в собственности и эксплуатируется ОАО «Аэропорт Белоярский». Год ввода в эксплуатацию 2012г. Данные по износу оборудования котельной не предоставлены.

Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное, сезонное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2, категория надёжности по электроснабжению – 1.

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого городского водопровода. Электроснабжение котельной осуществляется от 2-х вводов ЦРП ОАО «Аэропорт Белоярский».

Структура основного оборудования котельной ОАО «Аэропорт Белоярский» представлена в таблице 1.38.

### **Котельно-вспомогательное оборудование.**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной ОАО «Аэропорт» установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное, ХВО.

**Теплообменное оборудование.** Применяется разборные пластинчатые теплообменники системы вода-вода, производства фирмы «Funke». Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.30.

**Таблица 1.30** - Сведение о теплообменном оборудовании котельной «Аэропорт-Белоярский»

Тип устройства	Тип (марка)	Год установки	Технические характеристики		Количество, шт.
			Производительность, МВт	Площадь теплообмена, м2	
теплообменник	FP 50/10-85	2012	2	н/д	2

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя от котельной используются различные типы насосного оборудования фирмы «Wilo». Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.31.

**Таблица 1.31** – Сведения о насосном оборудовании котельной ОАО «Аэропорт»

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика		
			Насоса		Электродвигателя
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт
Сетевой наружного контура	«WILO» IL 65/120-4/2	2*	69	15	4
Сетевой внутреннего контура	«WILO» IL 65/110-3/2	2*	58	12	3
Подпиточный	MVI 203/PN16	2*	2,5	25	0,56

Примечание: \* - один насос рабочий, один - резервный

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Сведения о дымовых трубах приведены в таблице 1.32.

**Таблица 1.32** – Сведения о дымовых трубах крышной котельной ОАО «Аэропорт»

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
стальная	н/д	400

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной подпиточной воды до требуемых норм качества производится в системе ХВО, установленной на котельной. Характеристики установки ХВО приведены в таблице 1.33.

**Таблица 1.33** – Сведения об установке ХВО котельной ОАО «Аэропорт»

Модель, тип	Производительность ХВО, м <sup>3</sup> /ч
Автоматическая система дозирования реагентов «Комплексон-6»	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Котельная СУ-6.** Отопительная котельная филиала общества с ограниченной ответственностью "Югорскремстройгаз" – «Специализированное управление №6» является источником теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения объектов, находящихся на территории предприятия по адресу ул. Центральная, 18. Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная находится в собственности и эксплуатируется СУ-6.

Котельная состоит из моноблочной установки «ИМПАК» с одним водогрейным котлом «КИМАК 3», изготовитель фирма «ТЕРМОРОМ» (Румыния) и отдельного блока, в котором размещено насосное оборудование, теплообменники горячего водоснабжения, установка умягчения воды и резервная ёмкость умягчённой воды. Котёл КИМАК 3 - напольный жаротрубный с дымогарными трубами.

Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2; категория надёжности по электроснабжению – 2. Данные по износу оборудования котельной не предоставлены.

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого городского водопровода. Электроснабжение городской котельной осуществляется от городской электрической сети.

Структура основного оборудования котельной СУ-6 представлена в таблице 1.39.

#### **Котельно-вспомогательное оборудование.**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной СУ-6 установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное.

**Теплообменное оборудование.** Применяется пластинчатые теплообменники системы вода-вода. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.34.

**Таблица 1.34** - Сведения о теплообменном оборудовании котельной СУ-6.

Тип (марка)	Год установки	Количество, шт.	Технические характеристики	
			расход, м³/час	давление, МПа
ТО-0,08-1,92-1х	2006	1	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены



**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя от котельной используются различные типы насосного оборудования. Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.35.

**Таблица 1.35** – Сведения о насосном оборудовании котельной СУ-6

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
Циркуляционный	КМЛ 100-160	2	114	32	15	н/д
Подпиточный	К 20/30	2	0,8	24	4	2850
Горячего водоснабжения	К 20/30	2	3,0	24	4	2850
Исходной воды	К 8/18	1	4,0	13	1,5	2500

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Сведения о дымовых трубах приведены в таблице 1.36.

**Таблица 1.36** – Сведения о дымовых трубах крышной котельной СУ-6

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
сталь	16	430

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества производится в системе ХВО установкой умягчения воды, установленной на котельной. Характеристики установки ХВО приведены в таблице 1.37 .

**Таблица 1.37** – Сведения об установке ХВО котельной СУ-6

Модель, тип	Производительность ХВО, м <sup>3</sup> /ч
установка умягчения воды FS – 56-09T	1,4

**Таблица 1.38** - Структура основного оборудования котельной «Аэропорт Белоярский»

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м³/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
водогрейный REX 100 тип ICI	COLDATE	2012	1,0	92	95	70	157/137	*	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо - дизельное*.
водогрейный REX 100 тип ICI	COLDATE	2012	1,0	92	95	70	157/137	*	

Примечание: 1. \* - предусматривается аварийное дизельное топливо для одного котла. Подача топлива на горелки в объеме 90 кг/час осуществляется из расходного бака ёмкостью  $V=2 \text{ м}^3$ , установленного в котельной. Заливка топлива в бак производится от передвижной автомобильной цистерны. Резерв дизельного топлива – 10 т.

2. н/д – данные не предоставлены

**Таблица 1.39** - Структура основного оборудования котельной СУ-6

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м³/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
КИМАК-3	ТЕРМОРОМ, Румыния	2006	3	90	115	70	<u>160</u> 132	н/д	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо – н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Котельная ГИБДД.** Отопительная котельная ГИБДД является источником теплоснабжения для нужд отопления и вентиляции административного здания РЭГ ГИБДД ОМВД России по Белоярскому району. Котельная встроенная и расположена в здании ГИБДД (ул. Строителей, 17). Котельная находится в собственности и эксплуатируется ГИБДД.

Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

По надёжности отпуска тепла котельная относится ко 2 категории, категория надёжности по электроснабжению – 2. Износ оборудования котельной составляет: 25 %.

В котельной установлены напольные чугунные котлы с открытой камерой сгорания и инжекционными щелевыми низкопламенными горелками. Котел КЧМ-7 «Гном» - 7 секционный, оборудован электроуправляемой автоматикой «КАРЭ-50».

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого внутридомового водопровода. Электроснабжение городской котельной осуществляется от внутридомовой электрической сети.

Структура основного оборудования котельной ГИБДД представлена в таблице 1.48.

#### **Котельно-вспомогательное оборудование**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной ГИБДД используется насосное, теплообменное и водоочистительное оборудование.

**Насосное оборудование.** Циркуляция в системе отопления здания ГИБДД осуществляется насосами соответствующего назначения. Сведения о насосном оборудовании приведены в таблице 1.40.

**Таблица 1.40** – Сведения о насосном оборудовании котельной ГИБДД

Назначение	Тип насосно-го агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м3/ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
Сетевой	КМ 50-32-125	2	12,5	20	2,2	2900
Циркуляционный	ЛМ32-3,15/12,5	2	3,15	12,5	0,55	2900
Сетевой	Wilo	2	3.6	2.0	2.2	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Теплообменное оборудование.** В котельной ГИБДД в качестве теплообменного оборудования для нужд горячего водоснабжения служебных помещений используется водоподогреватель скоростной ВС-159, производительностью 900 – 400 л/ч и рабочим давлением воды до 0, 4 МПа.

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в отдельную дымовую трубу, расположенную за пределами здания котельной. Сведения о дымовой трубе приведены в таблице 1.41.

**Таблица 1.41** – Сведения о дымовой трубе котельной ГИБДД

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
стальная	9	159х4

**Установки химводоочистки.** Для умягчения и для противонакипной магнитной обработки воды для горячего водоснабжения, циркулирующей через теплообменное оборудование котельной ГИБДД используется аппарат магнитной обработки воды АМО-25 в количестве 2 шт. Характеристики установки АМО приведена в таблице 1.42 .

Подпитка осуществляется умягчённой водой из бака подпиточной воды объемом 1 м<sup>3</sup>.

**Таблица 1.42** – Сведения об установке ХВО котельной ГИБДД

Модель, тип	Производительность ХВО, м3/ч
АМО-25 УХЛ4	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Крышная котельная «Ханты-Мансийский банк».** Отопительная крышная автономная котельная «Ханты-Мансийский банк» является источником теплоснабжения для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения здания филиала ОАО «Ханты-Мансийский банк» в Белоярском. Котельная находится в собственности «Ханты-Мансийский банк». Техническое обслуживание котельной осуществляет «ЮКЭК-Белоярский» по договору.

Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С.

ГВС – круглогодичный потребитель теплоты.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2; категория надёжности по электроснабжению – 2. Данные по износу оборудования котельной – не предоставлены.

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно-питьевого водопровода здания. Электроснабжение городской котельной осуществляется от системы электроснабжения здания.

Структура основного оборудования котельной «Ханты-Мансийский банк» представлена в таблице 1.49.

### **Котельно-вспомогательное оборудование**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной «Ханты-Мансийский банк» установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное, ХВО. Информация по теплообменному и насосному вспомогательному оборудованию – не предоставлена.

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в две дымовых трубы. Сведения о дымовых трубах приведены в таблице 1.43.

**Таблица 1.43** – Сведения о дымовых трубах котельной «Ханты-Мансийский банк»

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
Нержавеющая сталь	10	250

**Установки химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества производится в системе ХВО, установленной на котельной. Характеристики установки ХВО приведены в таблице 1.44.

**Таблица 1.44** – Сведения об установке ХВО котельной «Ханты-Мансийский банк»

Модель, тип	Производительность ХВО, м <sup>3</sup> /ч
Комплексон-6	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Котельная «Северянка».** Отопительная котельная "Северянка" является источником теплоснабжения для нужд отопления объектов находящихся на территории муниципального автономного учреждения физической культуры и спорта Белоярского района «База спорта и отдыха "Северянка". Оборудование котельной работает в водогрейном режиме. Котельная находится в собственности и эксплуатируется "Северянка".

В котельной установлены напольные двухходовые котлы VITOPLEX 100 фирмы «Viessmann», оборудованные электроуправляемой автоматикой Vitotronic 100. Структура основного оборудования котельной "Северянка" представлена в таблице 1.50.

Система теплоснабжения от котельной - закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии на котельной - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования - 95-70 °С. Период работы круглогодичный.

Категория надёжности по теплоснабжению – 2; категория надёжности по электроснабжению – 2. Износ оборудования котельной составляет: 50 %.

Водоснабжение котельной осуществляется от системы хозяйственно - питьевого подземного источника водоснабжения. Электроснабжение городской котельной осуществляется от городской электрической сети.

### **Котельно-вспомогательное оборудование**

Для обеспечения технологического процесса выработки тепловой энергии на котельной "Северянка" установлено котельно-вспомогательное оборудование – теплообменное, насосное.

**Теплообменное оборудование.** Применяется теплообменники системы вода-вода. Перечень теплообменного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.45.

**Таблица 1.45** - Сведения о теплообменном оборудовании котельной "Северянка"

Тип (марка)	Год установки	Количество секций, шт.	Технические характеристики	
			расход, м <sup>3</sup> /час	давление, МПа
«РИДАН» НН №07	2005	н/д	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Насосное оборудование.** Для подачи теплоносителя от котельной используется насосное оборудование фирмы «Wilo». Перечень насосного оборудования и его основные технические характеристики приведены в таблице 1.46.

**Таблица 1.46** – Сведения о насосном оборудовании котельной "Северянка"

Назначение	Тип насосного агрегата	Кол-во, шт.	Техническая характеристика			
			Насоса		Электродвигателя	
			Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод. ст.	Мощность, кВт	Скорость вращения, об/мин
Сетевой	«WILO» IL-E 50/10-36 R1	1	50	2	7,5	2900
Циркуляционный	«WILO» IP-E 50/5-28	1	8	3	4	2450
Подпиточный	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Примечание: н/д – данные не предоставлены

**Дымовые трубы.** Отвод дымовых газов осуществляется в две отдельные дымовые трубы, расположенную за пределами здания котельной. Сведения о дымовых трубах приведены в таблице 1.47.

**Таблица 1.47** – Сведения о дымовых трубах котельной "Северянка"

Материал трубы	Высота, м	Диаметр устья, в мм
Сталь	15	250

**Установка химводоочистки.** Докотловая обработка исходной воды до требуемых норм качества в котельной «Северянка» не производится.

**Таблица 1.48** - Структура основного оборудования котельной ГИБДД

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м³/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
водогрейный КЧМ-7 «Гном»	ОАО «Кировский завод» г. Киров, Калужской области	2005	0,045	92	95	70	168	20	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено
водогрейный КЧМ-7 «Гном»	ОАО «Кировский завод» г. Киров, Калужской области	2005	0,045	92	95	70	168	20	

**Таблица 1.49** - Структура основного оборудования котельной «Ханты-Мансийский баню»

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м³/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
VK-7 "Premium" 108/7-2E	"Vaillant" (Германия)	н/д	0,092	92	110	70	н/д	н/д	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо – не предусмотрено
VK-7 "Premium" 108/7-2E	"Vaillant" (Германия)	н/д	0,092	92	110	70	н/д	н/д	
DOMINA F24 E	"Ferrol" (Италия)	н/д	0.0023	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	

Примечание: н/д – данные не предоставлены



**Таблица 1.50 - Структура основного оборудования котельной «Северянка»**

Тип котлов	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Производительность номинальная, Гкал/ч	КПД, %	Температура воды на входе, °С	Температура воды на выходе, °С	Удельная норма расхода топлива, (условного, <u>кг/Гкал</u> натурального, м3/Гкал)	Нормативный срок службы, лет	Топливо
VITOPLEX 100	«Viessmann»	2005	0,43	92	115	70	168	20	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо – дизельное*
VITOPLEX 100	«Viessmann»	2005	0,43	92	115	70	168	20	

Примечание: \* - предусматривается аварийное дизельное топливо для одного котла. Подача топлива на горелки в объёме 90 кг/час осуществляется из расходного бака ёмкостью 3 тонны, установленного в котельной. Заливка топлива в бак производится от передвижной автомобильной цистерны.

### **Автоматизация котельных.**

Автоматизированной котельной считается котельная без постоянного персонала, работающая в автоматическом режиме, с приходящим персоналом для наблюдений и плановых ремонтов. Сведения об автоматизации котельных организаций, занятых в сфере теплоснабжения в Белоярском представлены в таблице 1.51.

**Таблица 1.51** – Сведения об автоматизации котельных

№ п/п	Наименование котельной	Наличие автоматизации
1	Котельная № 1	Да
2	Котельная № 2	Нет
3	Котельная № 3 (ВОС)	Нет
4	Котельная 4мкр. «Березка»	Да
5	Автономная крышная котельная	Да
6	Автономная крышная котельная	Да
7	Котельная "Аэропорт Белоярский"	Да
8	Крышная котельная "Ханты-Мансийский банк"	Да
9	Котельная СУ-6	Нет
10	Котельная ГИБДД	Да
11	Котельная «Северянка»	Да

#### ***1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки***

В системе теплоснабжения Белоярский теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

#### ***1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности***

В соответствии с данными предоставленными организациями, занятыми в сфере теплоснабжения в белоярском, для оборудования, установленного на котельных при вводе в эксплуатацию и один раз в три года производится работа по проведению режимно-наладочных испытаний, по результатам которых составляются режимные карты.

В соответствии с данными режимных карт на котельных Белоярского имеются ограничения установленной тепловой мощности, связанные с работой основного оборудования. В таблице 1.52 приведены значения располагаемой мощности ко-

тельных, организаций, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского в соответствии с данными режимных карт.

**Таблица 1.52** – Данные о тепловых мощностях котельных

№ котла	Тип котла	Номинальная нагрузка, Гкал/ч	Мах достигнутая нагрузка, % от номинальной	Мах достигнутая нагрузка, Гкал/ч	Примечание
Котельная № 1 (1 очередь)					
1	КВ-ГМ-20-150	20	-	-	Режимно-наладочные испытания не проводились
2	КВ-ГМ-20-150	20	-	-	
3	КВ-ГМ-20-150	20	-	-	
Итого		60	-	-	
Котельная № 1 (2 очередь)					
1	КВ-ГМ-20-150	20	100	20	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	КВ-ГМ-20-150	20	100	20	
3	КВ-ГМ-20-150	20	100	20	
4	КВ-ГМ-20-150	20	100	20	
Итого		80		80	
Котельная № 2					
1	КВ-ГМ-10-150	10	71	7,1	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	КВ-ГМ-10-150	10	72	7,2	
3	КВ-ГМ-10-150	10	72	7,2	
4	Е-1/9-ГЗ	0,66	-	-	Режимно-наладочные испытания не проводились
5	Е-1/9-ГЗ	0,66	-	-	
6	Е-1/9-ГЗ	0,66	-	-	
Итого		30		21,5	
Котельная № 3					
1	Кимак-3	3	75	2,25	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	Кимак-3	3	84	2,52	
3	БК-21	1,72	95,9	1,65	
Итого		7,72		6,42	
Котельная 4 мкр. «Березка»					
1	REX 180	1.55	99.4	1.54	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	REX 180	1.55	99.4	1.54	
Итого		3.1		3.08	
Крышная котельная 4 мкр. дом 12					
1	МН-120	0,093	97	0,0902	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	МН-120	0,093	97	0,0902	
3	МН-120	0,093	97	0,0902	
4	МН-120	0,093	97	0,0902	
5	МН-120	0,093	97	0,0902	
Итого		0,465		0,451	
Крышная котельная 4 мкр. дом 17					
1	MEGA PREX N 400	0,344	85	0,292	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	MEGA PREX N 350	0,301	90	0,271	
Итого		0,645		0,563	
Котельная ГИБДД					
1	КЧМ-7 «Гном»	0,045	100	0,045	Мах нагрузка 100 % от Q <sub>ном</sub>
2	КЧМ-7 «Гном»	0,045	100	0,045	
Итого		0.09		0.09	

№ котла	Тип котла	Номинальная нагрузка, Гкал/ч	Мах достигнутая нагрузка, % от номинальной	Мах достигнутая нагрузка, Гкал/ч	Примечание
<b>Котельная «Аэропорт-Белоярский»</b>					
1	REX 100	0.86	100	0,859	Мах нагрузка 100 % от $Q_{ном}$
2	REX 100	0.86	100	0,862	
Итого		1.72		1,72	
<b>Котельная «Ханты-Мансийский банк»</b>					
1	VK-INT-1604/9 “Vaillant”	0,093	97	0.093	Мах нагрузка 100 % от $Q_{ном}$
2	VK-INT-1604/9 “Vaillant”	0,093	97	0.093	
3	DOMINA F24 E	0,0023	98	0,0023	
Итого		0,1883		0,1883	
<b>Котельная СУ-6</b>					
1	КИМАК 3	3	-	-	Режимно-наладочные испытания не проводились
Итого		3			
<b>Котельная «Северянка»</b>					
1	VITOPLEX 100	0,43	100	0,429	Мах нагрузка 100 % от $Q_{ном}$
2	VITOPLEX 100	0,43	100	0,429	
Итого		0,86		0,858	

Режимные карты работы отопительных котлов на рассматриваемых котельных представлены на следующих рисунках:

- Рис. 1.1 - Режимные карты котла № 1, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1
- Рис. 1.2 - Режимные карты котла № 2, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1
- Рис. 1.3 - Режимные карты котла № 3, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1
- Рис. 1.4 - Режимные карты котла № 4, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1
- Рис. 1.5 - Режимные карты котла № 1, КВГМ 11,6-150, котельной № 2
- Рис. 1.6 - Режимные карты котла № 2, КВГМ 11,6-150, котельной № 2
- Рис. 1.7 - Режимные карты котла № 3, КВГМ 11,6-150, котельной № 2
- Рис. 1.8 - Режимные карты котла № 1, ИМПАК-3, котельной № 3
- Рис. 1.9 - Режимные карты котла № 2, ИМПАК-3, котельной № 3
- Рис. 1.10 - Данные по котлу № 3, ВК-21, котельной № 3
- Рис. 1.11 - Режимные карты котла № 1, REX-180, котельной 4 мкр «Березка»
- Рис. 1.12 - Режимные карты котла № 2, REX-180, котельной 4 мкр «Березка»
- Рис. 1.13 - Режимные карты котла № 1, Vaillant VK INT – 1604/9, котельной «Ханты-Мансийский банк»
- Рис. 1.14 - Режимные карты котла № 2, Vaillant VK INT – 1604/9, котельной «Ханты-Мансийский банк»
- Рис. 1.15 - Режимные карты котла № 1, Mega PREX № 400, крышной котельной дома 17, 4 мкр.
- Рис. 1.16 - Режимные карты котла № 1, Mega PREX № 350, крышной котельной дома 17, 4 мкр.
- Рис. 1.17 - Режимные карты котла № 5, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.

- Рис. 1.18 - Режимные карты котла № 4, МН -120, крышной котельной дома 12, мкр 4.
- Рис. 1.19 - Режимные карты котла № 3, МН -120, крышной котельной дома 12, мкр 4.
- Рис. 1.20 - Режимные карты котла № 2, МН -120, крышной котельной дома 12, мкр 4.
- Рис. 1.21 - Режимные карты котла № 1, МН -120, крышной котельной дома 12, мкр 4.
- Рис. 1.22 - Режимные карты котла № 1, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский».
- Рис. 1.23 - Режимные карты котла № 2, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский».
- Рис. 1.24 - Режимные карты котла № 1, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка».
- Рис. 1.25 - Режимные карты котла № 2, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка».

Утверждаю

Главный инженер ОАО

«ЮКЭК-Белоярский»

Д.Ю. Горшков

« 08 » февраля 2013г

Режимная карта

водогрейного котла КВГМ 23,3-150 ст. №1, зав. № 5352

Топливо - природный газ с  $Q_H = 7920$  ккал/м<sup>3</sup>

( приведенный к  $t_{\text{газ}} = 20$  °С)

№	Наименование параметров	Ед.изм	Нагрузка						
			1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,856	5,35	6,9	9,6	15,2	18,727	20,02
2	Расход топлива станд. (прив. к 20 °С)	м3/ч	525	719	922	1283	2035	2524	2700
3	Расход воды через котел	т/ч	не менее 247						
5	Рабочее давление воды на выходе из котла	МПа	не менее 0,8						
6	Давление газа перед горелкой	кПа	0,7	1,95	3,6	7,1	18,6	26,9	30,1
7	Давление воздуха перед горелкой	Па	35	70	122	240	725	1040	1200
8	Разряжение в топке котла	Па	30		30	30	30	30	30
9	Температура воды на входе в	°С	не менее 70						
10	Температура воды на выходе из котла	°С	не более 150						
11	Температура уходящих газов	°С	96	105	135	149	168	174	180
12	Содержание в газах за котлом:								
	- CO <sub>2</sub>	%	8,8	10,1	11	9,5	7,6	8,1	8,2
	- CO	%	0,1	0,8	0,8	0,6	0,1	0,2	0,2
	- O <sub>2</sub>	%	5,31	3	2,2	1,8	1,6	1,4	1,3
13	Кoeffициент избытка воздуха за котлом								
	- NO	ppm	78	89	91	92	69	79	81
	-		1,3	1,15	1,13	1,08	1,07	1,06	1,05
	-								
14	Потери тепла:								
	- с уходящими газами	%	3,89	3,74	4,75	5,97	8,51	8,32	8,4
	- от химнедожега	%	0,45	2,94	2,71	2,38	0,52	0,96	0,95
	- в окружающую среду	%	6,52	3,48	2,71	1,94	1,23	0,99	0,94
15	КПД brutto котла	%	89,14	89,84	89,83	89,71	89,74	89,73	89,71
16	Удельный расход условного топлива на Гкал выработанного	кгут/Гкал	160,29	159,02	159,02	159,24	159,19	159,22	159,23

Режимную карту составили:

Старший мастер УЭК

Старший мастер КЛитМ

Мухин О.А.

Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.1 – Режимная карта котла № 1, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1

Утверждаю

Главный инженер ОАО

«ЮКЭК-Белоярский»

Д.Ю. Горшков

«08» февраля 2013г

Режимная карта  
водогрейного котла КВГМ 23,3-150 ст. №2, зав. № 5352  
Топливо - природный газ с  $Q_H = 7920$  ккал/м<sup>3</sup>  
(приведённый к  $t_{газ} = 20$  °C)

№	Наименование параметров	Ед.изм.	Нагрузка						
			1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	3,43	6,4	11,7	13,04	15,41	17,19	20
2	Расход топлива станд. (прив. к 20 °C)	м3/ч	476	871	1588	1773	2101	2351	2736
3	Расход воды через котел	т/ч	не менее 247						
5	Рабочее давление воды на выходе из котла	Мпа	не менее 0,8						
6	Давление газа перед горелкой	кПа	0,62	1,6	5,35	7,93	11,9	16,2	29,5
7	Давление воздуха перед горелкой	Па	35	70	122	240	725	1040	1200
8	Разряжение в топке котла	Па	30	30	30	30	30	30	30
9	Температура воды на входе в котел	°C	не менее 70						
10	Температура воды на выходе из котла	°C	не более 150						
11	Температура уходящих газов	°C	107	125	168	176	179	181	185
12	Содержание в газах за котлом:								
	- CO <sub>2</sub> %	%	8,2	9,4	11	9	8,9	8,9	8,9
	- CO %	%	0,1	0,6	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2
	- O <sub>2</sub> %	%	6,4	4,2	2,3	2,3	2,4	2,4	1,8
	- NO ppm	ppm	72	61	64	66	68	69	72
13	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,4	1,22	1,11	1,11	1,11	1,11	1,08
14	Потери тепла:								
	- с уходящими газами %	%	4,7	4,91	6,15	7,83	8,06	8,16	8,37
	- от химического	%	0,48	2,4	2,39	0,87	0,88	0,89	0,88
	- в окружающую среду	%	5,43	2,91	1,59	1,43	1,2	1,08	0,93
15	КПД brutto котла	%	89,39	89,78	89,87	89,87	89,84	89,87	89,82
16	Удельный расход условного топлива на Гкал выработанного	кг/т/Гкал	159,82	159,11	158,96	158,96	158,99	158,96	159,05

Режимную карту составили:

Старший мастер УЭК

Старший мастер КАиТМ

Мухин О.А.

Алексеев М.Ю.

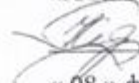
Рисунок 1.2 – Режимная карта котла № 2, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1



Утверждаю

Главный инженер ОАО

«ЮКОЗ-Белоярский»

 Д.Ю. Горшков  
« 08 » февраля 2013г

Режимная карта

водогрейного котла КВГМ 23,3-150 ст. №3 зав. № 5352

Топливо - природный газ с  $Q_H = 7920 \text{ ккал/м}^3$

(приведённый к  $t_{\text{газ}} = 20^\circ\text{C}$ )

№ п/п	Наименование параметров	Ед.изм.	Нагрузка						
			1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	3,48	6,34	8,24	12,88	15,23	17,55	20,04
2	Расход топлива станд. (прив. к $20^\circ\text{C}$ )	м <sup>3</sup> /ч	477	850	1104	1732	2056	2377	2721
3	Расход воды через котел	т/ч	не менее 247						
5	Рабочее давление воды на выходе из котла	Мпа	не менее 0,8						
6	Давление газа перед горелкой	кПа	0,72	2,85	5	12,5	17,8	22,4	28,2
7	Давление воздуха перед горелкой	Па	30	90	180	515	780	1030	1370
8	Разряжение в топке котла	Па	30	30	30	30	30	30	30
9	Температура воды на входе в котел	°C	не менее 70						
10	Температура воды на выходе из котла	°C	не более 150						
11	Температура уходящих газов	°C	99	120	132	151	168	176	184
12	Содержание в газах за котлом:								
	- CO <sub>2</sub>	%	7,1	7,5	8	8,5	8,6	8,9	8,9
	- CO	%	0	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
	- O <sub>2</sub>	%	9	2,8	2,6	2,2	2,2	2,2	1,8
	- NO	ppm	59	61	61	75	79	81	83
13	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,69	1,14	1,13	1,1	1,1	1,1	1,08
14	Потери тепла:								
	- с уходящими газами	%	4,82	5,68	5,99	6,9	7,59	7,83	8,31
	- от химнедожега	%	0	1,54	1,91	1,80	1,35	1,31	0,88
	- в окружающую среду	%	5,36	2,94	2,26	1,45	1,22	1,06	0,93
15	КПД brutto котла	%	89,82	89,84	89,84	89,85	89,84	89,80	89,88
16	Удельный расход условного топлива на Гкал выработанного	кг/т/Гкал	159,05	159,01	159,01	158,99	159,02	159,08	158,95

Режимную карту составили:

Старший мастер УЭК



Мухин О.А.

Старший мастер КАИТМ



Алексеев М.ИУ.


Рисунок 1.3 – Режимная карта котла № 3, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1



Утверждаю

Главный инженер ОАО

«ЮКОЗ-Белоярский»

 Д.Ю. Горшков

« 08 » февраля 2013г.

Режимная карта

водогрейного котла КВГМ 23,3-150 ст. №4 зав. № 5352

Топливо - природный газ с  $Q_H = 7920$  ккал/м<sup>3</sup>

(приведённый к  $t_{газа} = 20$  °C)

№ п/п	Наименование параметров	Ед.изм.	Нагрузка						
			1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,718	5,24	7,06	9,61	14,89	18,97	20,09
2	Расход топлива станд. (прив. к 20 °C)	м <sup>3</sup> /ч	348	708	954	1296	2014	2576	2752
3	Расход воды через котел	т/ч	не менее 247						
5	Рабочее давление воды на выходе из котла	Мпа	не менее 0,8						
6	Давление газа перед горелкой	кПа	0,73	1,8	3,8	7	17,1	25,5	30
7	Давление воздуха перед горелкой	Па	36	55	100	230	650	1020	1310
8	Разряжение в топке котла	Па	30	30	30	30	30	30	30
9	Температура воды на входе в котел	°C	не менее 70						
10	Температура воды на выходе из котла	°C	не более 150						
11	Температура уходящих газов	°C	91	109	125	141	165	175	178
111 2	Содержание в газах за котлом:								
	- CO <sub>2</sub>	%	7,9	7,5	8	8,5	8,6	8,9	8,5
	- CO	%	0	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
	- O <sub>2</sub>	%	9,7	5	2,6	2,8	1,6	1,6	1,5
	- NO	ppm	78	89	91	92	69	79	81
13	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,76	1,28	1,13	1,11	1,07	1,07	1,06
14	Потери тепла:								
	- с уходящими газами	%	3,99	5,06	5,62	6,38	7,44	7,78	8,25
	- от химнедожега	%	0	1,53	1,9	1,79	1,35	1,3	0,92
	- в окружающую среду	%	6,86	3,56	2,64	1,94	1,25	0,99	0,93
15	КПД brutto котла	%	89,15	89,85	89,84	89,89	89,96	89,93	89,90
16	Удельный расход условного топлива на Гкал выработанного	кг/т/Гкал	160,24	158,99	159,02	158,94	158,80	158,85	158,90

Режимную карту составили:

Старший мастер УЭК

Старший мастер КАиТМ



Мухин О.А.



Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.4 – Режимная карта котла № 4, КВГМ 23,3-150, 2 очереди ЦГК №1

Утверждаю  
Гл.инженер ОАО «ЮКЭК-БЕЛОЯРСКИЙ»  
Д.Ю.Горшков  
« 22 » 2011г.

Режимная карта  
Работы водогрейного котла типа КВГМ-10 №1 в котельной №2(7) ОАО  
«ЮКЭК-Белоярский»г.Белоярский Рег.№2043УР Зав.№8264

Среда	Наименование параметра	Режимы			
		1	2	3	4
Вода	Теплопроизводительность гкал/час	2,2	3,5	5,0	7,1
	Температура воды на входе в котел гр.цельсия	70	70	70	70
	Температура воды на выходе из котла	88	99	111	129
	Давление воды на входе в котел кгс/см <sup>2</sup>	8,3	8,3	8,3	8,3
	Давление воды на выходе из котла	6,2	6,2	6,2	6,2
	Расход воды через котел м <sup>3</sup> /час	120	120	120	120
Топливо	Давление газа после регулятора мм в ст	3000	3000	3000	3000
	Давление газа на горелке	100	250	500	1000
	Расход газа н.м <sup>3</sup> /час	291,4	453,1	641,2	906,2
	Температура газа гр.цельсия	-8	-8	-8	-8
Воздух	Давление воздуха на горелке мм.в.ст.	5	10	25	48
	Температура воздуха на горение гр.цельсия	20	20	20	20
	Коэффициент избытка воздуха	1,32	1,28	1,24	1,2
	Разряжение в топке мм.в. ст.	3	3	3	3
Продукты горения	Температура уходящих газов гр.цельсия	98	112	124	138
	Состав продукта горения CO <sub>2</sub>	8,8	9,0	9,3	9,6
	Состав продукта горения O <sub>2</sub>	5,3	5,0	4,6	3,9
	Состав продукта горения CO	-	-	-	-
Технико-экономические показатели	Потери тепла с уходящими газами %	4,17	4,81	5,32	5,83
	Потери тепла от наружного охлаждения %	7,27	4,57	3,2	2,52
	Коэффициент полезного действия котла брутто %	88,56	90,62	91,48	91,92
	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал кг.ус.т./Гкал	161,3	157,6	156,2	155,4
	Удельный расход реального топлива на 1 Гкал н.м <sup>3</sup> /Гкал	132,3	129,2	128,1	127,6

Составил наладчик

*М.И.Маскин*  
*М.Ю.Александров*

Рисунок 1.5 – Режимная карта котла № 1, КВГМ 11,6-150, котельной № 2



Утверждаю  
Гл. инженер ОАО «ЮКЭК-БЕЛОЯРСКИЙ»  
Д.Ю. Горшков  
« 04 » 2011 г.

Режимная карта  
Работы водогрейного котла типа КВГМ-10 №2 в котельной №2(7) ОАО  
«ЮКЭК-Белоярский» г. Белоярский Рег. №2043 УР Зав. №8264

Среда	Наименование параметра	Режимы			
		1	2	3	4
Вода	Теплопроизводительность гкал/час	2,48	3,62	5,1	7,2
	Температура воды на входе в котел гр. цельсия	70	70	70	70
	Температура воды на выходе из котла	88	99	111	129
	Давление воды на входе в котел кгс/см <sup>2</sup>	8,3	8,3	8,3	8,3
	Давление воды на выходе из котла	6,2	6,2	6,2	6,2
	Расход воды через котел м <sup>3</sup> /час	120	120	120	120
Топливо	Давление газа после регулятора мм в ст	3000	3000	3000	3000
	Давление газа на горелке	100	250	500	1000
	Расход газа н.м <sup>3</sup> /час	227,6	470	657,7	924,6
	Температура газа гр. цельсия	-8	-8	-8	-8
Воздух	Давление воздуха на горелке мм.в.ст.	5	10	25	48
	Температура воздуха на горение гр. цельсия	20	20	20	20
	Коэффициент избытка воздуха	1,32	1,28	1,24	1,2
	Разряжение в топке мм.в. ст.	4	4	4	4
Продукты горения	Температура уходящих газов гр. цельсия	108	120	134	150
	Состав продукта горения СОг	8,7	9,0	9,3	9,6
	Состав продукта горения Ог	5,5	5,0	4,4	3,9
	Состав Г продукта горения СО	-	-	-	-
Технико-экономические показатели	Потери тепла с уходящими газами %	4,75	5,22	5,89	6,42
	Потери тепла от наружного охлаждения %	6,45	4,42	3,14	2,22
	Коэффициент полезного действия котла брутто %	88,8	90,36	90,97	91,36
	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал кг.ус.т./Гкал	160,9	158,1	157	156,4
	Удельный расход реального топлива на 1 Гкал н.м/Гкал	131,9	129,6	128,7	128,2

Составил наладчик:

Шишкин Н.Н.

Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.6 – Режимная карта котла № 2, КВГМ 11,6-150, котельной № 2

Утверждаю  
Гл. инженер ОАО «ЮКЭК-БЕЛОЯРСКИЙ»  
Д.Ю. Горшков  
« 2 » 2011 г.

Режимная карта  
Работы водогрейного котла типа КВГМ-10 №3 в котельной №2(7) ОАО  
«ЮКЭК-Белоярский» г. Белоярский Рег. №2042УР Зав. №8265

Среда	Наименование параметра	Режимы			
		1	2	3	4
Вода	Теплопроизводительность гкал/час	2,48	3,62	5,1	7,2
	Температура воды на входе в котел гр.цельсия	70	70	70	70
	Температура воды на выходе из котла	92	100	114	131
	Давление воды на входе в котел кгс/см <sup>2</sup>	8,3	8,3	8,3	8,3
	Давление воды на выходе из котла	6,2	6,2	6,2	6,2
	Расход воды через котел м <sup>3</sup> /час	120	120	120	120
Топливо	Давление газа после регулятора мм в ст	3000	3000	3000	3000
	Давление газа на горелке	120	250	500	1000
	Расход газа н.м <sup>3</sup> /час	327,6	470	657,7	924,6
	Температура газа гр.цельсия	-8	-8	-8	-8
Воздух	Давление воздуха на горелке мм.в.ст.	5	10	25	48
	Температура воздуха на горение гр.цельсия	20	20	20	20
	Коэффициент избытка воздуха	1,32	1,28	1,24	1,2
	Разряжение в топке мм.в. ст.	4	4	4	4
Продукты горения	Температура уходящих газов гр.цельсия	108	120	134	150
	Состав продукта горения СОг	8,7	9,0	9,3	9,6
	Состав продукта горения Ог	5,5	5,0	4,4	3,9
	Состав продукта горения СО	-	-	-	-
Технико-экономические показатели	Потери тепла с уходящими газами %	4,75	5,22	5,89	6,42
	Потери тепла от наружного охлаждения %	6,45	4,42	3,14	2,22
	Коэффициент полезного действия котла брутто %	88,8	90,36	90,97	91,36
	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал кг.ус.т./Гкал	160,9	158,1	157	156,4
	Удельный расход реального топлива на 1 Гкал н.м/Гкал	131,9	129,6	128,7	128,2

Составил наладчик:

Шишкин Н.Н.

Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.7 – Режимная карта котла № 3, КВГМ 11,6-150, котельной № 2



"УТВЕРЖДАЮ"  
Главный инженер ОАО "ЮКЭК-Белоярский"  
Горшков Д.Ю.

2011г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
**водогрейного котла типа**  
**Кимак ВСС**  
**топливо Природный газ**

рег. № 27096

ст. № 1

№ п/п	Наименование	Ед.Измер	Нагрузка, %			
			36	75	0	0
1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	1,07	2,25		
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	оС	51,00	51,00		
3	Температура воды на выходе из котла	оС	86,00	85,00		
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	bar	4,00	4,00		
5	Давление воды на выходе из котла	bar	3,40	3,40		
6	Температура газа перед горелкой	оС	18,00	20,00		
7	Расход газа	ст.м3/час	149,00	312,00		
8	Давление газа до регулятора	кПа	0,00	0,00		
9	Давление газа после регулятора	кПа	0,02	0,02		
10	Давление газа на горелке	кПа	0,02	0,02		
11	Положение привода	градусов	0,00	0,00		
12	Положение заслонки	градусов	0,00	0,00		
13	Давление воздуха на горелке	кПа	9,00	9,00		
14	Температура воздуха на горение	оС	15,00	16,00		
15	Давление (Разрежение) в топке	Па	3,20	3,20		
16	За котлоагрегатом	Па	0,00	0,00		
17	Температура уходящих газов после котлоагрегата	оС	120,00	170,00		
18	Состав уходящих газов после котлоагрегата					
	углекислый газ CO2	%	5,90	8,10		
	кислород O2	%	9,90	4,10		
	окись углерода CO	ppm	17,00	10,00		
	окись азота NO	ppm	22,00	57,00		
19	Кэфф. избытка воздуха после котлоагрегата	-	1,79	1,21		
20	Кэфф. полезного действия котла (брутто)	%	90,06	90,25		
21	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал	кг.у.т/Гкал	158,56	158,23		

Режимную карту составил:

 Алексеев М.Ю.

Начальник котельной:

 Шишкин Н.Н.

**Рисунок 1.8 – Режимная карта котла № 1, ИМПАК-3, котельной № 3**

"УТВЕРЖДАЮ"  
 Главный инженер ОАО "ЮКЭК-Белоярский"  
 Горшков Д.Ю.  
 2011 г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
 водогрейного котла типа  
 Кимак *Б0С*  
 топливо Природный газ

рег. № 26793

ст. № 2

№ п/п	Наименование	Ед.Измер	Нагрузка, %			
			36	84	0	0
1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	1,07	2,52		
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	оС	51,00	51,00		
3	Температура воды на выходе из котла	оС	86,00	86,30		
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	бар	4,00	4,00		
5	Давление воды на выходе из котла	бар	3,40	3,40		
6	Температура газа перед горелкой	оС	10,00	10,00		
7	Расход газа	ст.м3/час	149,00	350,00		
8	Давление газа до регулятора	кПа	100,00	100,00		
9	Давление газа после регулятора	кПа	0,02	0,02		
10	Давление газа на горелке	кПа	0,00	0,00		
11	Положение привода	градусов	5,00	5,00		
12	Положение заслонки	градусов	10,00	10,00		
13	Давление воздуха на горелке	Па	9,00	9,00		
14	Температура воздуха на горение	оС	18,00	15,00		
15	Давление (Разрежение) в топке	Па	3,20	4,10		
16	За котлоагрегатом	Па	0,00	0,00		
17	Температура уходящих газов после котлоагрегата	оС	120,00	180,00		
18	Состав уходящих газов после котлоагрегата					
	углекислый газ CO <sub>2</sub>	%	5,80	8,50		
	кислород O <sub>2</sub>	%	7,30	4,10		
	окись углерода CO	ppm	17,00	10,00		
	окись азота NO	ppm	32,00	57,00		
19	Коэфф. избытка воздуха после котлоагрегата	-	1,46	1,21		
20	Коэфф. полезного действия котла (брутто)	%	90,13	90,11		
21	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал	кг.у.т/Гкал	158,44	158,48		

Режимную карту составил:

Алексеев М.Ю.

Начальник котельной:

Шишкин Н.Н.

**Рисунок 1.9** – Режимная карта котла № 2, ИМПАК-3, котельной № 3



"УТВЕРЖДАЮ"  
Главный инженер ОАО "ЮЭК-Белоярский"  
Горшков Д.Ю.

2011 г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
**водогрейного котла типа**  
**БК-21**  
**топливо Природный газ**

рег. № 746

ст. № 3

№ п/п	Наименование	Ед.Измер	Нагрузка, %			
			22	96	0	0
1	2	3	4	5	6	7
1	Теплопроизводительность	Гкал/час	0,39	1,65		
2	Температура воды на входе в котлоагрегат	оС	61,00	61,00		
3	Температура воды на выходе из котла	оС	91,00	91,00		
4	Давление воды на входе в котлоагрегат	bar	4,00	4,00		
5	Давление воды на выходе из котла	bar	3,20	3,20		
6	Температура газа перед горелкой	оС	15,00	15,00		
7	Расход газа	ст.м3/час	54,00	231,00		
8	Давление газа до регулятора	кПа	516,00	516,00		
9	Давление газа после регулятора	кПа	100,00	100,00		
10	Давление газа на горелке	кПа	0,02	0,05		
11	Положение привода	градусов	10,00	95,00		
12	Положение заслонки	градусов	10,00	95,00		
13	Давление воздуха на горелке	кПа	9,00	9,00		
14	Температура воздуха на горение	оС	18,00	18,00		
15	Давление (Разрежение) в топке	Па	0,00	0,00		
16	За котлоагрегатом	Па	0,00	0,00		
17	Температура уходящих газов после котлоагрегата	оС	120,00	190,00		
18	Состав уходящих газов после котлоагрегата					
	углекислый газ CO <sub>2</sub>	%	6,40	7,70		
	кислород O <sub>2</sub>	%	8,60	3,80		
	окись углерода CO	ppm	17,00	11,00		
	окись азота NO	ppm	25,00	57,00		
19	Козфф. избытка воздуха после котлоагрегата	-	1,61	1,19		
20	Козфф. полезного действия котла (брутто)	%	89,50	89,02		
21	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал	кг.у.т/Гкал	159,56	160,42		

Режимную карту составил:

Алексеев М.Ю.


Начальник котельной:

Шишкин Н.Н.

Рисунок 1.10 – Режимная карта котла № 3, БК-21, котельной № 3

Утверждаю

Главный инженер ОАО «ЮКЭК-  
Белоярский»

 Горшков Д.Ю.  
«25» 2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы водогрейного котла «REX 180» №1 зав. 82783006

с горелками P91A итальянского концерна CID UNIGAS S.P.A.,

работающими на природном газе, установленного в котельной «ВИАЛ-3600Г2».

Параметр		ед. изм.	Нагрузка %			
			40	50	100	
Теплопроизводительность		Гкал/час	0,62	0,77	1,54	
Температура воздуха перед горелками		°C	22,9	20,8	19,7	
Температура воды перед котлом за котлом		°C				
			62	55	70	
			69	60	83	
Давление воды перед котлом за котлом		МПа				
			0,4	0,4	0,4	
			0,4	0,4	0,4	
Число работающих горелок		шт.	1	1	1	
Разрежение за котлом		кПА	0,46	0,4	0,6	
Давление газа в коллекторе перед горелкой		кПА				
			0,22	0,22	0,22	
			0,2	0,2	0,18	
Расход газа по счетчику расчетом		нм <sup>3</sup> /час				
			82,3	102,7	203,4	
			82	103,4	203	
Температура продуктов сгорания		°C	135,2	156,7	220,6	
Состав продуктов сгорания		ppm				
			O <sub>2</sub>	2,7	3	2,7
			CO <sub>2</sub>	10,3	10,2	10,4
			CO	0	7	0
			NO	63	71	11
Коэффициент избытка воздуха		λ	1,15	1,17	1,15	
КПД брутто		%	94,9	93,8	90,9	

Режимная карта составлена при температуре топлива на горелке 12 °C и низшей теплоте сгорания 7900 ккал/м<sup>3</sup>, температуре воздуха, поступающего на горение 20 °C.

Примечание. Производительность определена по расходу топлива

Составил: И.О. начальника УЭК

 Морозов А.А.

Рисунок 1.11 – Режимная карта котла № 1, REX-180, котельной 4 мкр. «Березка»



Утверждаю

Главный инженер ОАО «ЮЭК-  
Белоярский»

 Горшков Д.Ю.

«05»  2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы водогрейного котла «REX 180» №2 зав. 82783005

с горелками P91A итальянского концерна CID UNIGAS S.P.A.,

работающими на природном газе, установленного в котельной «ВИАЛ-3600Г2».

Параметр	ед. изм.	Нагрузка %		
		35	87	100
Теплопроизводительность	Гкал/час	0,54	1,34	1,54
Температура воздуха перед горелками	°C	23,3	19,8	20,3
Температура воды перед котлом за котлом	°C			
		62	72	80
		70	85	95
Давление воды перед котлом за котлом	МПа			
		0,4	0,4	0,4
		0,4	0,4	0,4
Число работающих горелок	шт.	1	1	1
Разрежение за котлом	кПа	0,36	0,9	0,59
Давление газа в коллекторе перед горелкой	кПа			
		0,2	0,2	0,2
		0,2	0,2	0,18
Расход газа по счетчику расчетом	нм <sup>3</sup> /час			
		70,4	175,5	201,3
		72,4	171,9	201,8
Температура продуктов сгорания	°C	128,6	223,2	243,3
Состав продуктов сгорания	ppm			
		2,9	3	3,1
		10,2	10,2	10,2
		0	0	25
		61	71	73
Коэффициент избытка воздуха	λ	1,16	1,17	1,17
КПД брутто	%	95,2	90,7	89,8

Режимная карта составлена при температуре топлива на горелке 10 °С и низшей теплоте сгорания 7900 ккал/м<sup>3</sup>, температуре воздуха, поступающего на горение 20 °С.

Примечание. Производительность определена по расходу топлива

Составил: И.О. начальника УЭК



Морозов А.А.

Рисунок 1.12 – Режимная карта котла № 2, REX-180, котельной 4 мкр. «Березка»

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 «07» февраля 2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная ОАО «ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК»

Котел водогрейный: Valliant VK INT-1604/9  
 Ном. теплопроизводительность: 99 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № 05 0002012  
 Стационарный номер: № 1

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка
ВОДА					
					97 %
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{\text{факт}}$	расчет	107,5
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{\text{факт}}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{\text{вх}}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{\text{вых}}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{\text{вх}}$	измерение	2,65
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{\text{вых}}$	измерение	4
1.8	Температурный перепад	°C	dt	расчет	4,0
ТОПЛИВО					
2.1	Марка топлива	Природный газ			
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	$Q_{\text{ср}}$	измерение	7980
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$T_r$	измерение	5
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{r.k}$	измерение	270
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{\text{гор}}$	измерение	100
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	V	измерение	----
ВОЗДУХ И ГАЗЫ					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	CO <sub>2</sub>	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	O <sub>2</sub>	измерение	10,0
3.4	Оксид углерода	ppm	CO	измерение	3,0
3.5	Оксид азота	ppm	NO	измерение	6

Составили: ст.мастер УЭК  
 ст.мастер КИиТМ

Мухин О.А.  
 Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.13 – Режимная карта котла № 1, Valliant VK INT – 1604/9, котельной ОАО «Ханты-Мансийский банк»

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 « 07 февраля » 2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная ОАО «ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК»

Котел водогрейный: Valliant VK INT-1604/9  
 Ном. теплопроизводительность: 99 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № 05 0001077  
 Стационарный номер: № 2

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка 97 %
<b>ВОДА</b>					
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{факт}$	расчет	107,5
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{факт}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{вх}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{вых}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вх}$	измерение	2,65
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вых}$	измерение	4
1.8	Температурный перепад	°C	dt	расчет	4,0
<b>ТОПЛИВО</b>					
2.1	Марка топлива	Природный газ			
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	$Q_{нр}$	измерение	7980
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$T_g$	измерение	5
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.к.}$	измерение	270
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{гор.}$	измерение	100
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	V	измерение	----
<b>ВОЗДУХ И ГАЗЫ</b>					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	CO <sub>2</sub>	измерение	6,4
3.3	Кислород	%	O <sub>2</sub>	измерение	8,0
3.4	Окись углерода	ppm	CO	измерение	2,0
3.5	Окись азота	ppm	NO	измерение	6

Составили: ст.мастер УЭК  
 ст.мастер КАиТМ


Мухин О.А.  
 Алексеев М.Ю.

Рисунок 1.14 – Режимная карта котла № 2, Valliant VK INT – 1604/9, котельной ОАО «Ханты-Мансийский баню»



Утверждаю

Главный инженер ОАО «ЮЭК-  
Белоярский»

 Горшков Д.Ю.

«06»  2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы отопительного водогрейного котла №1 типа MEGA PREX N 400

крышной котельной жилого дома поз. 17 квартала «Строитель» в г. Белоярский.

Топливо – природный газ  $Q_{ст.н} = 7945$  ккал/м<sup>3</sup>, ( $Q_{норм.н} = 8498$  ккал/м<sup>3</sup>).

№№ п./п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Нагрузка котла %Q <sub>ном</sub>	
			min	max
1	Теплопроизводительность котла номинальная	кВт/ч	215,7	338,5
2	Режимы теплопроизводительности	%	54	85
3	Температура на входе воды минимальная	°С	55	
4	Температура на выходе максимальная	°С	85	
5	Рабочее давление воды	Кгс/см²	2-3	
6	Вид топлива	Природный газ		
7	Расход природного газа (ГОСТ 5542-87), номинальный на котел	нм³/ч	27,15	42,6
8	Давление природного газа перед горелочным устройством номинальное	кПа	2-2,5	
9	Рабочий диапазон давления природного газа	мбар	4-8	
10	Коэффициент полезного действия котла	%	93,1	92
11	Состав уходящих газов:			
	O <sub>2</sub>	%	7,2	7,3
	CO <sub>2</sub>	%	7,7	7,7
	CO	мг/м³	0	0
	NOx	мг/м³	63	67
Массовый расход уходящих газов				
12	котла MEGA PREX N 400	м³/ч	2060	2320
13	Нормализованные концентрации выбросов в атмосферу:			
	CO (угарный газ, монооксид углерода)	мг/м³	0	0
	NO <sub>2</sub> (диоксид азота)	мг/м³	117	117
14	Температура уходящих газов	°С	134	151
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α	1,52	1,53
16	Потери тепла за котлом:			
	- с уходящими газами	q2 %	6,9	8
	- от хим. недожога топлива	q3 %	0	0

Составил: И.О. начальника УЭК

 Морозов А.А.

Рисунок 1.15 – Режимная карта котла № 1, Mega PREX № 400, крышной котельной дома 17, 4 мкр.

Утверждаю

Главный инженер ОАО «ЮЭК-

Белоярский»

 Горшков Д.Ю.

«6»  2013 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА


работы отопительного водогрейного котла №2 типа MEGA PREX N 350

крышной котельной жилого дома поз. 17 квартала «Строитель» в г. Белоярский.

Топливо – природный газ  $Q_{ст.н} = 7945$  ккал/м<sup>3</sup>, ( $Q_{норм.н} = 8498$  ккал/м<sup>3</sup>).

№№ п./п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Нагрузка котла %Q <sub>ном</sub>	
			min	max
1	Теплопроизводительность котла номинальная	кВт/ч	47	315
2	Режимы теплопроизводительности	%	54	90
3	Температура на входе воды минимальная	°С	55	
4	Температура на выходе максимальная	°С	85	
5	Рабочее давление воды	Кгс/см²	2-3	
6	Вид топлива	Природный газ		
7	Расход природного газа (ГОСТ 5542-87), номинальный на котел	нм³/ч	20,5	39,6
8	Давление природного газа перед горелочным устройством номинальное	кПа	2-2,5	
9	Рабочий диапазон давления природного газа	мбар	4-8	
10	Коэффициент полезного действия котла	%	94,2	88,5
11	Состав уходящих газов:			
	O <sub>2</sub>	%	7,1	8,6
	CO <sub>2</sub>	%	7,8	6,9
	CO	мг/м³	0	0
	NOx	мг/м³	82	44
Массовый расход уходящих газов				
12	котла MEGA PREX N 400	м³/ч	2056	2285
13	Нормализованные концентрации выбросов в атмосферу:			
	CO (угарный газ, монооксид углерода)	мг/м³	0	0
	NO <sub>2</sub> (диоксид азота)	мг/м³	141	86
14	Температура уходящих газов	°С	116	193
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α	1,51	1,69
16	Потери тепла за котлом:			
	- с уходящими газами	q <sub>2</sub> %	5,8	11,5
	- от хим. недожога топлива	q <sub>3</sub> %	0	0

Составил: И.О. начальника УЭК



Морозов А.А.

Рисунок 1.16 – Режимная карта котла № 2, Mega PREX № 350, крышной котельной дома 17, мкр 4.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

ОАО «ЮКЭК-Белоярский»

Д.Ю. Горшков

« 12 » ноября 2012 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная 4 мкр., д.12.

Котел водогрейный: МН-120  
 Ном. теплопроизводительность: 108 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № \_\_\_\_\_  
 Стационарный номер: № 5

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка 97 %
<b>ВОДА</b>					
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{факт}$	расчет	107,7
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{факт}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{вх}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{вых}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вх}$	измерение	2,8
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вых}$	измерение	2,9
1.8	Температурный перепад	°C	$dt$	расчет	4,0
<b>ТОПЛИВО</b>					
2.1	Марка топлива				
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	Природный газ		
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$Q_{сп}$	измерение	7980
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$T_g$	измерение	5
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.к}$	измерение	290
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	$P_{гор}$	измерение	100
			$V$	измерение	12,8
<b>ВОЗДУХ И ГАЗЫ</b>					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	$CO_2$	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	$O_2$	измерение	10,0
3.4	Оксид углерода	ppm	$CO$	измерение	3,0
3.5	Оксид азота	ppm	$NO$	измерение	6

Составили: Начальник УЭК  
 Инженер АиТМ



Шишкин Н.Н.  
 Рябов О.А.

Рисунок 1.17 – Режимная карта котла № 5, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.



УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 «12» ноября 2012 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная 4 мкр., д.12.

Котел водогрейный: МН-120  
 Ном. теплопроизводительность: 108 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № \_\_\_\_\_  
 Стационарный номер: № 4

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка
	ВОДА				97 %
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{факт}$	расчет	107,7
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{факт}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{вх}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{вых}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вх}$	измерение	2,8
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вых}$	измерение	2,9
1.8	Температурный перепад	°C	$dt$	расчет	4,0
	ТОПЛИВО				
2.1	Марка топлива				
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	Природный газ		
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$Q_{ни}$	измерение	7980
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$T_f$	измерение	5
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.к}$	измерение	290
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	$P_{гор}$	измерение	100
	ВОЗДУХ И ГАЗЫ		$V$	измерение	12,8
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	$CO_2$	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	$O_2$	измерение	10,0
3.4	Оксид углерода	ppm	$CO$	измерение	3,0
3.5	Оксид азота	ppm	$NO$	измерение	6

Составили: Начальник УЭК  
 Инженер АИТМ



Шишкин Н.Н.  
 Рябов О.А.

Рисунок 1.18 – Режимная карта котла № 4, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 «12» ноября 2012 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная 4 мкр., д.12.

Котел водогрейный: МН-120  
 Ном. теплопроизводительность: 108 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № \_\_\_\_\_  
 Стационарный номер: № 3

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка 97 %
<b>ВОДА</b>					
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{факт}$	расчет	107,7
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{факт}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{вх}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{вых}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вх}$	измерение	2,8
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вых}$	измерение	2,9
1.8	Температурный перепад	°C	dt	расчет	4,0
<b>ТОПЛИВО</b>					
2.1	Марка топлива	Природный газ			
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	$Q_{пр}$	измерение	7980
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$T_g$	измерение	5
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.к}$	измерение	290
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{гор}$	измерение	100
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	V	измерение	12,8
<b>ВОЗДУХ И ГАЗЫ</b>					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	CO <sub>2</sub>	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	O <sub>2</sub>	измерение	10,0
3.4	Окись углерода	ppm	CO	измерение	3,0
3.5	Окись азота	ppm	NO	измерение	6


Составили: Начальник УЭК  
 Инженер АиТМ



Шишкин Н.Н.  
 Рябов О.А.

Рисунок 1.19 – Режимная карта котла № 3, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.



УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 «12» ноября 2012 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная 4 мкр., д.12.

Котел водогрейный: МН-120  
 Ном. теплопроизводительность: 108 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № \_\_\_\_\_  
 Стационарный номер: № \_\_\_\_\_

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка 97 %
<b>ВОДА</b>					
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{факт}$	расчет	107,7
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{факт}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{вх}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{вых}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вх}$	измерение	2,8
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{вых}$	измерение	2,9
1.8	Температурный перепад	°C	$dt$	расчет	4,0
<b>ТОПЛИВО</b>					
2.1	Марка топлива		Природный газ		
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	$Q_{нр}$	измерение	7980
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$T_g$	измерение	5
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.к.}$	измерение	290
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{гор.}$	измерение	100
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	$V$	измерение	12,8
<b>ВОЗДУХ И ГАЗЫ</b>					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	$CO_2$	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	$O_2$	измерение	10,0
3.4	Оксид углерода	ppm	$CO$	измерение	3,0
3.5	Оксид азота	ppm	$NO$	измерение	6

Составили: Начальник УЭК  
 Инженер АиТМ



Шишкин Н.Н.  
 Рябов О.А.

Рисунок 1.20 – Режимная карта котла № 2, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков  
 « 12 » ноября 2012 г.

### РЕЖИМНАЯ КАРТА

Крышная котельная 4 мкр., д.12.

Котел водогрейный: МН-120  
 Ном. теплопроизводительность: 108 кВт  
 КПД «брутто» по паспорту котла: не менее 90%  
 Заводской номер: № \_\_\_\_\_  
 Стационарный номер: № 1

№	Наименование параметра	Единица измерения	Обознач.	Способ получения	Нагрузка 97 %
<b>ВОДА</b>					
1.1	Теплопроизводительность котла, кВт	кВт	$Q_{\text{факт}}$	расчет	107,7
1.2	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Гкал/час	$Q_{\text{факт}}$	расчет	0,093
1.3	Расход воды через котел	т/ч	$G_k$	расчет	5,1
1.4	Температура воды на входе в котел	°C	$T_{\text{вх}}$	измерение	85
1.5	Температура воды на выходе из котла	°C	$T_{\text{вых}}$	измерение	89
1.6	Давление воды на входе в котел	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{\text{вх}}$	измерение	2,8
1.7	Давление воды на выходе из котла	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{\text{вых}}$	измерение	2,9
1.8	Температурный перепад	°C	$dt$	расчет	4,0
<b>ТОПЛИВО</b>					
2.1	Марка топлива	Природный газ			
2.2	Низшая теплотворная способность	Ккал/м <sup>3</sup>	$Q_{\text{нр}}$	измерение	7980
2.3	Температура газа в зоне счетчика	°C	$T_g$	измерение	5
2.4	Давление топлива в зоне счетчика	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{г.ж}$	измерение	290
2.5	Давление топлива на горелке	кгс/м <sup>2</sup>	$P_{гор}$	измерение	100
2.6	Расход топлива по счетчику	м <sup>3</sup> /ч	$V$	измерение	12,8
<b>ВОЗДУХ И ГАЗЫ</b>					
3.1	Состав продуктов сгорания за котлом				
3.2	Углекислый газ	%	$CO_2$	измерение	6,2
3.3	Кислород	%	$O_2$	измерение	10,0
3.4	Оксид углерода	ppm	$CO$	измерение	3,0
3.5	Оксид азота	ppm	$NO$	измерение	6

Составили: Начальник УЭК  
 Инженер АИТМ



Шишкин Н.Н.  
 Рябов О.А.

Рисунок 1.21 – Режимная карта котла № 1, МН-120, крышной котельной дома 12, мкр 4.

Утвержда  
Главный инженер ОАО "Аэропорт  
Белоярский  
Трофимов И.И.

2012г.

**Режимная карта**  
водогрейного котла №1 типа REX 100 на природном газе установленный в котельной ОАО  
"Аэропорт Белоярский"

№	Наименование параметра	Единица измерения	Нагрузка котла, в % от Qном			
			27,7	48,1	73,4	95,8
1	Теплопроизводительность котла	кВт	289	500	763	996
2	Теплопроизводительность котла	кВт	289	500	763	996
3	Давление воды в котле	МПа	0,249	0,431	0,658	0,859
4	Температура воды:	°C	3,5-5,3			
5	на входе в котел	°C	60-85	65-85	65-85	60-85
6	на выходе котла	°C	70-90	75-100	75-105	80-112
7	Температурный перепад котловой воды	°C	9-12	13-15	17-19	20-22
8	Расход природного газа по прибору с поправкой на давление и температуру газа	м³/час	34,4	58,8	89,6	118
9	Положение воздушной заслонки	°	5	10	20	30
10	Давление воздуха после вентилятора	МПа	0,4	2,6	4,9	8
11	Положение газовой заслонки	°	15	30	65	90
12	Давление газа до блока клапанов	МПа	28	27	27	26
13	Давление газа после ПРЗ	МПа	2,3	18,6	35,6	52,9
14	Давление дымовых газов в газоходе	мм Н <sub>2</sub> O	-0,32	-0,37	-0,32	-0,31
15	Температура уходящих газов	°C	108	125	151	182
16	Коэффициент избытка воздуха:		1,22	1,19	1,16	1,15
17	Состав дымовых газов за котлом:	CO <sub>2</sub> %об	9,4	9,7	9,95	10,1
18		O <sub>2</sub> %об	4,2	3,8	3,3	3,1
19		CO ppm	8	8	8	11
20	КПД котлоагрегата	%	90,60	91,89	91,98	91,03
21	Удельный расход условного топлива	кг/кВт	157,67	155,47	155,31	156,93
22	Удельный расход топлива(газа)	кг/кВт	138,31	136,38	136,23	137,66

Режимная карта действительна три года до 29.09.2015г.

**ПРИМЕЧАНИЯ:**

1. Режимная карта составлена по показаниям эксплуатационных приборов и прибора TESTO-325M.
2. Теплота сгорания природного газа принята 7980 ккал/м³.
3. Настоящая режимная карта действительна до внесения изменений в конструкцию котла или в конструкцию горелки.

Составил инженер-наладчик ЗАО "УЗСМК"

Владимиров В.В.

Рисунок 1.22 – Режимная карта котла № 1, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский».



Утверждаю  
Главный инженер ОАО "Аэропорт  
Белоярский"  
Трофимов И.Н.

2012г.

### Режимная карта

водогрейного котла №2 типа REX 100 на природном газе установленный в котельной ОАО  
"Аэропорт Белоярский"

№	Наименование параметра	Единица измерения	Нагрузка котла, в % от Qном			
			34,7	52,5	69,9	96,1
1	Теплопроизводительность котла	кВт	361	546	727	999
2	Теплопроизводительность котла	Гкал/час	0,311	0,471	0,627	0,862
3	Давление воды в котле	кгс/см <sup>2</sup>	3,5-5,3			
4	Температура воды:	°C	60-85	65-85	65-85	60-85
5	на выходе в котел					
6	на выходе котла	°C	70-90	75-100	75-105	80-112
7	Температурный перепад котловой воды	°C	9-12	13-15	17-19	20-22
8	Расход природного газа по прибору с поправкой на давление и температуру газа	м <sup>3</sup> /час	42,5	64,2	85,7	119
9	Положение воздушной заслонки	%	5	15	30	45
10	Давление воздуха после вентилятора	мбар	2,1	4,7	9,7	14
11	Положение газовой заслонки	%	15	30	60	90
12	Давление газа до блока клапанов	кПа	23	23	22	21
13	Давление газа после ПРЗ	мбар	0,3	2,2	5,4	9,2
14	Давление дымовых газов в газоходе	мм Н <sub>2</sub> O	-0,33	-0,33	-0,28	-0,31
15	Температура уходящих газов	°C	102	129	150	179
16	Коэффициент избытка воздуха:	-----	1,23	1,22	1,19	1,17
17	Состав дымовых газов за котлом:	CO <sub>2</sub> %об	9,3	9,4	9,7	9,9
18		O <sub>2</sub> %об	4,3	4,2	3,7	3,4
19		CO ппм	6	8	8	11
20	КПД котлоагрегата	%	91,74	91,85	91,63	91,11
21	Удельный расход условного топлива	кг/Гкал	155,72	155,53	155,91	156,79
22	Удельный расход топлива(газа)	м <sup>3</sup> /Гкал	136,60	136,43	136,76	137,54

Режимная карта действительна три года до 29.09.2015г.

#### ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Режимная карта составлена по показаниям эксплуатационных приборов и прибора TESTO-325M.
2. Теплота сгорания природного газа принята 7080 ккал/м<sup>3</sup>.
3. Настоящая режимная карта действительна до внесения изменений в конструкцию котла или в конструкцию горелки

Составил инженер-наладчик ЗАО "УЗСМК"

Владимиров В.В.

Рисунок 1.23 – Режимная карта котла № 2, REX 100, котельной «Аэропорт Белоярский».

УТВЕРЖДАЮ:  
Директор «Базы спорта и отдыха «Северянка»  
И. А. Липанко  
15 апреля 2011г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
работы отопительного водогрейного котла №1 VITOPLEX - 100  
в котельной «Базы спорта и отдыха «Северянка» г. Белоярский.

Топливо – природный газ  $Q_{ст.н} = 7920 \text{ ккал/м}^3$ , ( $Q_{норм.н} = 8498 \text{ ккал/м}^3$ ).

№№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели
1	Теплопроизводительность котла номинальная	МВт, (Гкал/ч)	0,5 (0,429)
2	Режимы теплопроизводительности	%	30/50
3	Коэффициент полезного действия котла	%	88,5
4	Температура воды на входе минимальная	°C	50
5	Температура воды на выходе максимальная	°C	95
6	Рабочее давление воды	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,2 (2)
7	Расход воды котла при номинальном перепаде температур 10,5°C модулей котла, номинальный	т/ч	47,2
8	Вид топлива		Природный газ
9	Расход природного газа (ГОСТ 5542-87), на котел минимальный/номинальный.	м <sup>3</sup> /ч	14/54
10	Давление природного газа перед горелочным устройством номинальное	кПа	7,5
11	Рабочий диапазон присоединительного давления природного газа	кПа	30
12	Коэффициент избытка воздуха, $\alpha$		1,13
13	Разрежение за котлом	кПа	0...0,02
14	Состав уходящих газов:		
	O <sub>2</sub>	%	8,6
	CO <sub>2</sub>	%	6,9
	CO	мг/м <sup>3</sup>	0
	NO	мг/м <sup>3</sup>	33
15	Потери тепла:		
	с уходящими газами $q_2$	%	11,5
	от химического недожога $q_3$	%	0,0
16	Диапазон работы регулятора температуры воды	°C	50...95
17	Температура уходящих газов	°C	193

Составил:  
Наладчик ЗАО "Газавтоматика"

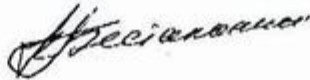
 / А. С. Бесталанный /

Рисунок 1.24 – Режимная карта котла № 1, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка».

УТВЕРЖДАЮ:  
 Директор «Базы спорта и отдыха «Северянка»  
 И. А. Ананко  
 15 апреля 2011 г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
 работы отопительного подогревного котла №2 VITOPLEX - 100  
 в котельной «Базы спорта и отдыха «Северянка» г. Белоярский.

Топливо - природный газ  $Q_{ст.н} = 7920$  ккал/м<sup>3</sup>, ( $Q_{норм.н} = 8498$  ккал/м<sup>3</sup>).

№№ п./п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели
1	Теплопроизводительность котла номинальная	МВт, (Гкал/ч)	0,5 (0,429)
2	Режимы теплопроизводительности	%	30/50
3	Коэффициент полезного действия котла	%	90
4	Температура воды на входе минимальная	°C	50
5	Температура воды на выходе максимальная	°C	95
6	Рабочее давление воды	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,2 (2)
7	Расход воды котла при номинальном перепаде температур 10,5°C модулей котла, номинальный	т/ч	47,2
8	Вид топлива		Природный газ
9	Расход природного газа (ГОСТ 5542-87), на котел минимальный/номинальный.	м <sup>3</sup> /ч	14/53
10	Давление природного газа перед горелочным устройством номинальное	кПа	7,5
11	Рабочий диапазон присоединительного давления природного газа	кПа	30
12	Коэффициент избытка воздуха, α		1,5
13	Разрежение за котлом	кПа	0...0,02
14	Состав уходящих газов:		
	O <sub>2</sub>	%	7,2
	CO <sub>2</sub>	%	7,7
	CO	мг/м <sup>3</sup>	0
	NO	мг/м <sup>3</sup>	50
15	Потери тепла:		
	с уходящими газами q <sub>2</sub>	%	6,9
	от химического сжигания q <sub>3</sub>	%	0,0
16	Диапазон работы регулятора температуры воды	°C	50...95
17	Температура уходящих газов	°C	134

Составил:  
 Наладчик ЗАО "Газавтоматика"



/ А. С. Бесталанний /

**Рисунок 1.25** – Режимная карта котла № 2, «VITOPLEX-100», котельной «Северянка».

#### 1.2.4 Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Расход теплоты на собственные и хозяйственные нужды котельных определяется, исходя из потребностей каждого конкретного теплоисточника, как сумма расходов теплоты на отдельные элементы затрат:

1. Потери теплоты на растопку котлов;
2. Потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
3. Расход теплоты на подогрев жидкого топлива в цистернах, хранилищах, расходных ёмкостях;
4. Расход теплоты в паровых форсунках на распыление жидкого топлива;
5. Расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;
6. Расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;
7. Расход теплоты на бытовые нужды персонала и пр.

В таблице 1.53 представлены суммарные данные по ЦГК №1 «ЮКЭК-Белоярский» по объему потребления тепла на собственные и хозяйственные нужды и параметров тепловой мощности нетто котельной. По котельным №2,3,4 «ЮКЭК-Белоярский» и других организаций, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского подробный учет показателей влияющих на объем потребления тепла на собственные и хозяйственные нужды и параметров тепловой мощности нетто котельных - не ведется. Объем потребления тепла на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельных определяются в процентном отношении от общей выработки тепла на котельных.

**Таблица 1.53 - Расход тепла ЦГК №1 "ЮКЭК-Белоярский"**

№ п/п	Потребление тепла на собственные нужды	Расход тепла за период 2009 г., Гкал	Расход тепла за период 2010 г., Гкал	Расход тепла за период 2011 г., Гкал	Расход тепла за период 2012 г., Гкал
1.	Потери тепла на отопление помещений котельной	-	-	-	-
2.	Потери тепла на растопку котлов	-	-	-	-
3.	Потери тепла на технологические нужды химводо-очистки	6130,00	6288,00	5698,00	5974,58
4.	Потери тепла с продувочной водой	-	-	-	-
5.	Потери тепловой энергии котлоагрегатами	10280,00	37221,09	36866,89	33495,00
6.	Количество тепла необходимое на хозяйственно-бытовые нужды	-	-	-	-
7.	Удельные потери тепла при хранении мазута	-	-	-	-
8.	Потери тепла на отопление нефтепровода	-	-	-	-
9.	Потери тепла при хранении воды	-	-	-	-
10.	Прочие потери (100.3)(клапана, утечки, парение и т.д.)	-	-	-	-
11.	<b>Итого по потерям:</b>	<b>16410,00</b>	<b>43509,09</b>	<b>42564,89</b>	<b>39469,58</b>
12.	Значение показателя потребления тепловой энергии на собственные нужды от общей выработки в %	3,88	2,1	1,74	2,27
13.	Установленная мощность, Гкал/ч	140			
14.	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	128			
15.	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	123,03	125,31	125,77	125,094



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

В системе теплоснабжения г. Белоярский теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

***1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок***

В системе теплоснабжения г. Белоярский теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

***1.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.***

Задачей разработки теплового режима является выбор рационального метода регулирования отпуска теплоты и построение соответствующего температурного графика сетевой воды в тепловой сети.

Тепловая нагрузка потребителей непостоянна, она меняется в зависимости от температуры наружного воздуха и других факторов.

Основной нагрузкой тепловой сети первого контура является теплоснабжение водоподогревателей отопления и горячего водоснабжения центральных тепловых пунктов. Поэтому в основу теплового режима работы тепловой сети от ЦГК №1 заложен метод центрального качественного регулирования отпуска теплоты по отопительной нагрузке потребителей со средней расчетной внутренней температурой воздуха +20°C.

Для тепловой сети от ЦГК №1 принято центральное качественное регулирование отпуска теплоты по температурному графику качественного регулирования

150-80°C с «нижней» срезкой по температуре в подающем трубопроводе на уровне 80°C. «Нижняя» срезка принята на уровне 80°C по условиям обеспечения температуры воды в системах горячего водоснабжения при минимально необходимых температурных напорах для блока нагрева воды, поступающей из баков-аккумуляторов и из циркуляционного трубопровода тепловой сети ГВС в ЦТП № 4, а так же для обеспечения подогрева сетевой воды горячего водоснабжения от температуры 45-50°C до температуры 60-65°C в ЦТП № 3.

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в водяную тепловую сеть от центральной городской котельной - центральный качественно-количественный. Теплоноситель отпускается в сеть по температурному графику регулирования - 145/85 °C со срезкой на уровне 80 °C при температуре наружного воздуха - 10 °C. Температурный график работы котельной приведён на рисунке 1.26.

Основной нагрузкой тепловых сетей второго контура является отопление жилых зданий. Поэтому в основу теплового режима работы тепловых сетей от ЦТП заложен метод центрального качественного регулирования отпуска теплоты по отопительной нагрузке потребителей со средней расчётной внутренней температурой воздуха +20 °C.

Метод центрального качественного регулирования отпуска теплоты заключается в том, что при постоянном расходе сетевой воды изменяется её температура в зависимости от температуры наружного воздуха. Для тепловых сетей от ЦТП до потребителей, а также тепловых сетей котельных №2,3 «ЮКЭК-Белоярский» принято центральное качественное регулирование отпуска теплоты по температурному графику качественного регулирования 95-70°C. Температурный график работы тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» 95-70°C приведён на рисунке 1.27.

Температурные графики прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского - не предоставлены.



# Температурный график

145-85°C работы тепловых сетей ЦГК № 1 до ЦТП г. Белоярский в зависимости от температуры наружного воздуха

(перегретая вода)

Температура наружного воздуха, °C	Температура подачи T1, °C	Температура обратки T2, °C
10	115	80
9	115	80
8	115	80
7	115	80
6	115	80
5	115	80
4	115	80
3	115	80
2	115	80
1	115	80
0	115	80
-1	115	80
-2	115	80
-3	115	80
-4	115	80
-5	115	80
-6	115	80
-7	115	80
-8	115	80
-9	115	80
-10	115	80
-11	120	80
-12	120	80
-13	120	80
-14	120	80
-15	120	80
-16	125	80
-17	125	80
-18	125	80
-19	125	80
-20	125	80
-21	130,0	85
-22	130,0	85
-23	130,0	85
-24	130,0	85
-25	130,0	85
-26	133	85
-27	133	85
-28	133	85
-29	133	85
-30	133	85
-31	139	85
-32	139	85
-33	139	85
-34	139	85
-35	142	85
-36	142	85
-37	142	85
-38	142	85
-39	142	85
-40	142	85
-41	145	85
-42	145	85
-43	145	85

Примечание:

T1 - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети;

T2 - температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети;

Начальник УЭК

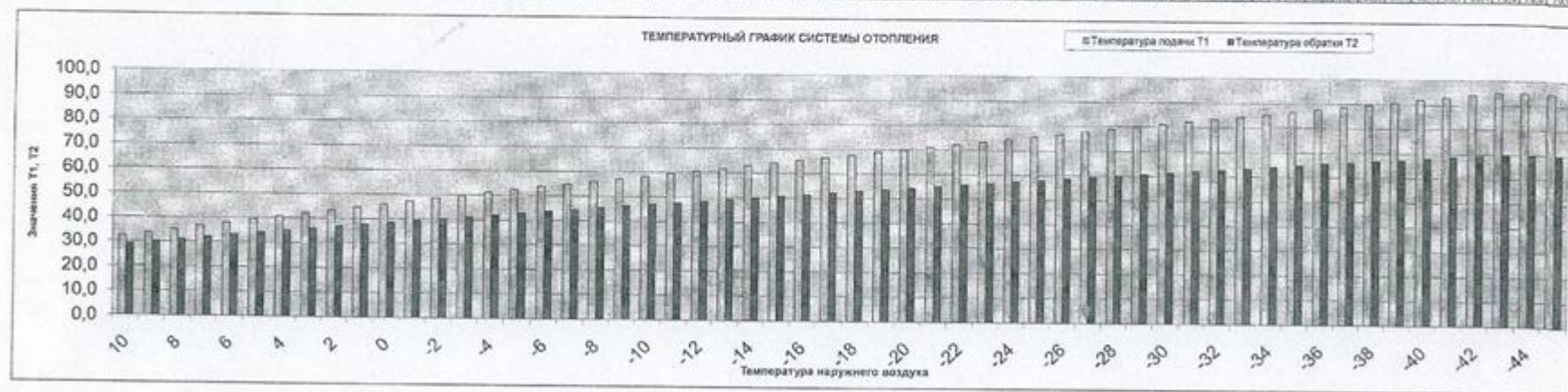
Шишкин Н.Н.

Рисунок 1.26 – Температурный график 145/85 °C ЦГК №1 «ЮЭК-Белоярский»

УТВЕРЖДАЮ  
 Гл. инженер ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
 Д.Ю. Горшков.  
 2011 г.

Температурный график системы отопления (на выходе с ЦТП)  
 на отопительный период 2010-2011 гг.

Температура наружного воздуха T	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-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	-33	-34	-35	-36	-37	-38	-39	-40	-41	-42	-43	-44	-45
Температура подачи T1	32,3	33,7	35,1	36,6	38,0	39,4	40,7	42,0	43,4	44,7	46,0	47,3	48,6	49,9	51,2	52,5	53,7	54,8	56,0	57,1	58,3	59,5	60,7	61,8	63,0	64,2	65,3	66,5	67,6	68,8	69,9	71,0	72,2	73,3	74,5	75,6	76,7	77,8	78,9	80,0	81,1	82,2	83,3	84,3	85,4	86,5	87,6	88,6	89,7	90,7	91,8	92,8	93,8	94,8	95,8	
Температура обратки T2	25,1	30,1	31,1	32,2	33,2	34,1	35,0	35,9	36,8	37,7	38,5	39,4	40,2	41,1	42,0	42,8	43,6	44,4	45,3	46,1	46,9	47,7	48,4	49,2	49,9	50,7	51,4	52,2	52,9	53,7	54,4	55,1	55,9	56,6	57,3	58,0	58,7	59,4	60,0	60,7	61,4	62,1	62,8	63,4	64,1	64,8	65,5	66,1	66,8	67,4	68,1	68,7	69,4	70,0	70,6	



Поправка на ветер до +3 град. С

Начальник участка  
 эксплуатации котельных  
 Н.Н. Шишкин

Рисунок 1.27 – Температурный график тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» 95/70°C

### ***1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования***

Режим работы котельной №1 ОАО «ЮКЭК-Белоярский» является круглогодичным: сети отопления по, работающие по температурному графику 95/70 °С, в отопительный период 263 суток (6312 ч), часть сетей до ЦТП (с температурным графиком 145/85 °С), протяжённостью 274 м в одноструйном исчислении работают 350 суток (8400 ч) для круглогодичного обеспечения ГВС. Остальные сети до ЦТП работают только в отопительный период (6312 ч) в год.

В основной части города теплоснабжение осуществляется только в отопительный период и на нужды ГВС, с присоединением через теплообменное оборудование в ЦТП. Режим работы котельной № 2, 3 осуществляется только в отопительный период, с температурным графиком 95/70 °С.

В межотопительный период в котельной производится текущий ремонт основного и вспомогательного оборудования.

### ***1.2.9 Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети***

На источниках тепла теплоснабжающих организаций, а также прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского не организован приборный коммерческий учёт тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям. Определение количества отпущенного тепла производится расчетно-аналитическим методом, исходя из расхода газа использованного на выработку тепловой энергии.

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

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский» в 2010г., надзорным органом - Северо-Уральским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору проведена плановая проверка. Проверке подвергались вопросы общей организации работы в тепловых энергоустановках в организации, эксплуатации котельных и тепловых пунктов, и других сфер деятельности. По результатам проверки «ЮКЭК-Белоярский» выдано предписа-

ние об устранении нарушений №028-ПХ/3 от 24.02.2010. Для устранения замечаний в «ЮКЭК-Белоярский» были подготовлены мероприятия утвержденные директором организации 26.02.2010, которые были выполнены в установленные сроки, о чем сообщено в установленном порядке в контролирующий орган.

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – им не выдавалось.

По информации, полученной от «Аэропорт Белоярский», СУ-6, «Ханты-Мансийский банк», ГИБДД и «Северянка» предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии – им не выдавалось.

### Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты"

В соответствии с требованиями статьи 24 Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», описание тепловых сетей основывается на данных, передаваемых разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих организаций, действующих на территории поселения. Сведения, представленные в отчёте, получены от теплоснабжающих организаций поселения при проведении ППИ и в процессе обработки и анализа полученной информации.

*1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект*

Тепловые сети системы теплоснабжения Белоярского находятся в эксплуатационной ответственности «ЮКЭК-Белоярский», за исключением тепловых сетей обслуживающих собственные зоны организаций – СУ-6, «Аэропорт Белоярский», «Северянка». Протяжённость тепловых сетей в Белоярском, их материальная характеристика, а так же средний диаметр трубопроводов представлены в таблице 1.54.

**Таблица 1.54** – Характеристика тепловых сетей ОАО «ЮКЭК-Белоярский» Городского округа Белоярский

Наименование	Протяжённость сетей в двухтрубном исполнении всего, км	Протяжённость сетей в двухтрубном исполнении, км		Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Средний диаметр, мм
		надземное	подземное		
Всего	70,8612	28648,38	54631,62	7345,915	70
в т.ч. сети ГВС	25726	6384	19342	4384,391	

Общая протяжённость и материальная характеристика тепловых сетей, использующихся для транспорта теплоносителя от источников тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» до ЦТП (ИТП) жилых кварталов и вводов в промышленные объекты по состоянию на 01.01.2012, составляет 70,8612 км в двухтрубном исчислении из них:

- до ЦТП, функционирующие по температурному графику 145/85 °С – 6,663 км (все данные сети работают от ЦГК №1);
- сети отопления после ЦГК №1, функционирующие по температурному графику 95/70 °С – 36,346 км;
- сети отопления котельных №№ 2,3 и 4 мкр., функционирующие по температурному графику 95/70 °С - 5,2431 км;
- тепловые сети ГВС от ЦТП котельной ЦГК №1 и котельной 4 мкр. – 22,6091 км.

Информация по тепловым сетям СУ-6, «Аэропорт Белоярский», «Северянка» не предоставлена.

### ***1.3.2 Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии***

В рамках предпроектного исследования от управления по архитектуре и градостроительству Администрации Белоярского района, были получены электронные данные в растровом (.png) и векторном формате с использованием программного обеспечения Mapinfo являющиеся топографической основой для дальнейших работ. При использовании полученных материалов, были выполнены выкопировки границ зон действия источников тепла теплоснабжающих организаций с растрового изображения генерального плана города в формате .png, необходимых для общего восприятия исследуемого района, которые воспроизведены в настоящем отчете

Также, от «ЮКЭК-Белоярский» были получены электронные и бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

С помощью полученных документов имеется возможность оценить общее положение в градостроительной деятельности и ее инженерной инфраструктуре, и которые будут использованы при дальнейшей разработке схемы и электронной модели системы теплоснабжения Белоярского.

### ***1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материаль-***



#### *ной характеристики и подключённой тепловой нагрузки*

Тепловые сети системы теплоснабжения Белоярского выполнены в двухтрубном и четырехтрубном (подающий и обратный трубопроводы отопления, подающий и циркуляционный трубопроводы ГВС) исполнении. Прокладка трубопроводов тепловых сетей – надземная на низких и высоких опорах, а также - подземная бесканальная. Приоритетным типом прокладки трубопроводов тепловых сетей является подземная бесканальная прокладка (65,6 % суммарной материальной характеристики всех тепловых сетей).

Тепловые сети выполнены из стальных и индустриально изолированных пенополиуретаном труб с внешней защитной оболочкой из полиэтилена при подземной бесканальной прокладке и из стальных труб, изолированныхматами минераловатными с последующим покрытием сталью тонколистовой или из оцинкованной спирально-замковой сталью при надземной прокладке.

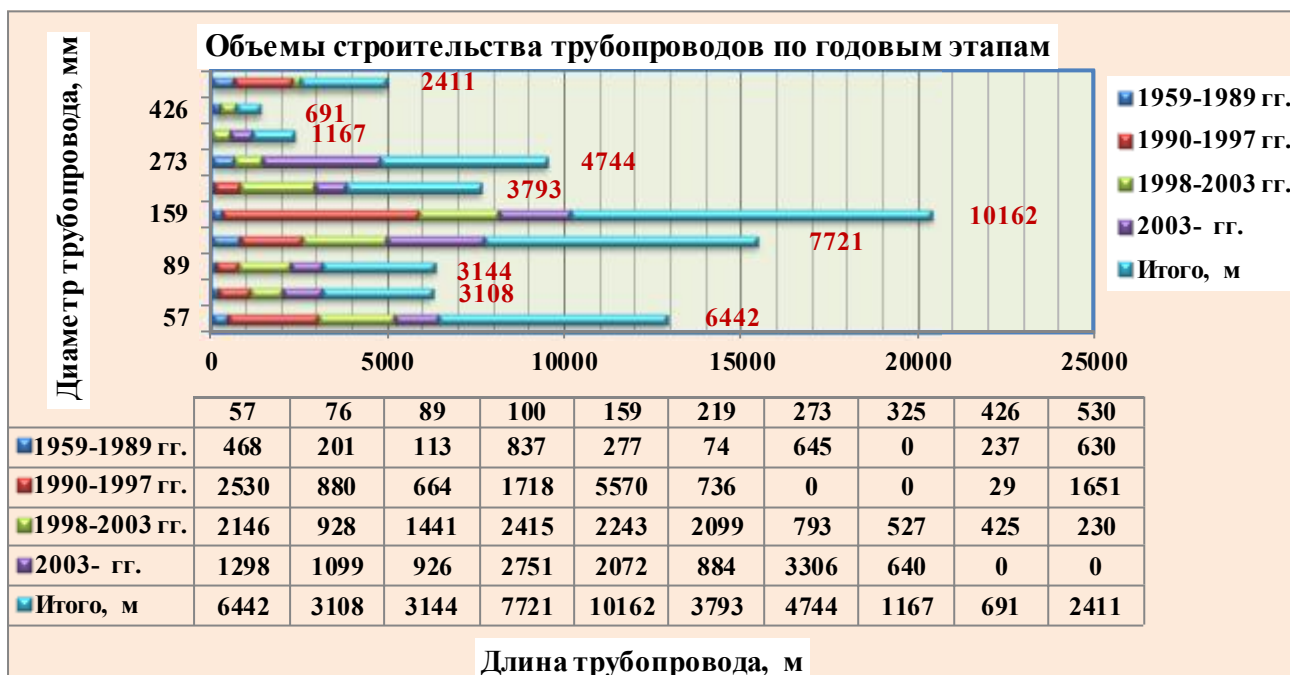
Компенсация температурных удлинений трубопроводов тепловой сети Белоярского осуществляется за счет П-образных и сильфонных компенсаторов, а также естественной компенсацией за счёт углов поворота теплотрассы.

Максимальная разность геодезических отметок местности в пределах района действия тепловых сетей составляет 6 м.

В тепловых сетях ОАО «ЮКЭК-Белоярский» используются трубопроводы различных диаметров от Ду 57 мм до Ду 529 мм.

Общая протяжённость тепловых сетей от источников тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» до ЦТП (ИТП) жилых кварталов и вводов в промышленные объекты по состоянию на 01.01.2012, составляет 70,8612 км в двухтрубном исчислении, при этом большая часть тепловых сетей проложена с диаметром от 273 мм и менее 273 мм, что говорит о разветвлённой системе коммунальных сетей.

На рисунке 1.28 представлена информация о протяжённости трубопроводов различных диаметров в двухтрубном исчислении. Исходя из рисунка наибольшую протяжённость в Белоярском имеют трубопроводы условным диаметром 150, 100, 50 мм.



**Рисунок 1.28** – Протяжённость тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» с распределением по диаметрам трубопроводов

В таблице 1.55 представлено распределение протяжённости тепловых сетей ОАО «ЮКЭК-Белоярский» по диаметрам и типам прокладки трубопроводов.

**Таблица 1.55** – Протяжённость тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» с распределением по диаметрам и типам прокладки трубопроводов

Диаметр (усл.), мм	Протяжённость прямого и обратного трубопровода	Надземная прокладка, м		Подземная прокладка, м	
		прямая	обратная	прямая	обратная
57	13667,6	1806,21	1806,21	5027,59	5027,59
76	5154,96	1010,5	1010,5	1566,98	1566,98
89	6286,72	494,44	494,44	2648,92	2648,92
108	13932,68	2077,4	2077,4	4888,94	4888,94
159	19078,24	5233,92	5233,92	4305,2	4305,2
219	8585,96	1256,78	1256,78	3036,2	3036,2
273	8986,4	566,82	566,82	3926,38	3926,38
325	2233,44	546,14	546,14	570,58	570,58
426	1299,08	73,32	73,32	576,22	576,22
529	4054,92	1258,66	1258,66	768,8	768,8
Итого	83280	14324,19	14324,19	27315,81	27315,81

Техническое состояние тепловых сетей в основном удовлетворительное, но на отдельных участках тепловых сетей имеется предельная степень износа трубопроводов. Сведения о протяженности, материале, годе прокладке и проценте износа тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» представлены в таблице 1.56.

Тепловые сети имеют протяжённость 83,28 км (в двухтрубном исчислении) из которых 34,4 % - сети надземной прокладки и 65,6 % - сети подземной прокладки. Средний износ 70 %, из которых 20% нуждаются в освидетельствовании или замене согласно РД 153-34.0-20.522-99 «Типовой инструкции по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации» на основании превышения нормативного срока службы трубопроводов тепловых сетей – 25 лет.

Средние потери тепла в тепловых сетях, по данным «ЮКЭК-Белоярский», составили:

в 2011 г. 14,80%.,

в 2012 г. 13,19% .

**Таблица 1.56** - Протяжённость тепловых сетей с годом прокладки и % износа ОАО «ЮКЭК-Белоярский»

Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м		Материал труб	Год прокладки	Износ, %
	Бесканальная в траншее	По эстакаде			
57	45	0	сталь	1985	135
57	404	19	сталь	1988	120
57	203	10	сталь	1990	110
57	6	0	сталь	1991	105
57	432	0	сталь	1993	95
57	201	0	сталь	1995	85
57	840	327	сталь	1996	80
57	1549	293	сталь	1997	75
57	36	0	сталь	1998	70
57	167	16	сталь	2000	60
57	1005	429	сталь	2001	55
57	155	0	сталь	2002	50
57	308	30	сталь	2003	45
57	67	97	сталь	2004	40
57	374	10	сталь	2005	35
57	151	143	сталь	2006	30
57	456	0	сталь	2007	25
76	15	0	сталь	1985	135
76	18	0	сталь	1987	125
76	144	24	сталь	1988	120
76	152	0	сталь	1995	85
76	167	490	сталь	1996	80

76	16	55	сталь	1997	75
76	277	38	сталь	2000	60
76	342	96	сталь	2001	55
76	20	90	сталь	2002	50
76	30	35	сталь	2003	45
76	37	0	сталь	2004	40
76	817	50	сталь	2005	35
76	138	57	сталь	2006	30
89	95	18	сталь	1988	120
89	8	0	сталь	1991	105
89	110	0	сталь	1994	90
89	200	16	сталь	1995	85
89	68	60	сталь	1996	80
89	202	0	сталь	1997	75
89	211	18	сталь	2000	60
89	748	199	сталь	2001	55
89	66	105	сталь	2002	50
89	85	9	сталь	2003	45
89	80	0	сталь	2004	40
89	329	26	сталь	2005	35
89	47	30	сталь	2006	30
89	414	0	сталь	2007	25
100	145	0	сталь	1985	135
100	74	0	сталь	1987	125
100	618	0	сталь	1988	120
108	44	12	сталь	1991	105
108	15	0	сталь	1992	100
108	90	14	сталь	1994	90
108	116	0	сталь	1995	85
108	521	256	сталь	1996	80
108	602	48	сталь	1997	75
108	599	11	сталь	2000	60
108	33	0	сталь	1998	70
108	758	425	сталь	2001	55
108	167	79	сталь	2002	50
108	343	0	сталь	2003	45
108	240	580	сталь	2004	40
108	747	0	сталь	2005	35
108	359	785	сталь	2006	30
108	40	0	сталь	2007	25
159	277	0	сталь	1988	120
159	66	0	сталь	1991	105
159	0	67	сталь	1991	105
159	0	550	сталь	1993	95
159	102	0	сталь	1994	90
159	71	0	сталь	1995	85
159	282	3931	сталь	1996	80
159	481	20	сталь	1997	75

159	226	0	сталь	2000	60
159	1463	232	сталь	2001	55
159	322	0	сталь	2003	45
159	490	0	сталь	2004	40
159	669	0	сталь	2005	35
159	93	820	сталь	2006	30
219	0	20	сталь	1985	135
219	54	0	сталь	1988	120
219	87	0	сталь	1991	105
219	140	0	сталь	1994	90
219	179	0	сталь	1995	85
219	330	0	сталь	1996	80
219	169	0	сталь	1998	70
219	490	735	сталь	2000	60
219	378	57	сталь	2001	55
219	270	0	сталь	2003	45
219	135	0	сталь	2004	40
219	406	159	сталь	2005	35
219	178	6	сталь	2006	30
273	479	166	сталь	1988	120
273	236	0	сталь	2000	60
273	500	0	сталь	2001	55
273	57	0	сталь	2002	50
273	60	437	сталь	2004	40
273	493	0	сталь	2005	35
273	2316	0	сталь	2007	25
325	401	0	сталь	2001	55
325	126	0	сталь	2002	50
325	0	560	сталь	2004	40
325	80	0	сталь	2005	35
426	237	0	сталь	1988	120
426	29	0	сталь	1992	100
426	289	78	сталь	2000	60
426	58	0	сталь	2002	50
530	490	40	сталь	1988	120
530	216	569	сталь	1996	80
530	0	866	сталь	1997	75
530	230	0	сталь	2003	45
<b>Всего:</b>	<b>30401</b>	<b>14313</b>			<b>70</b>

Сведения по протяженности тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» в зависимости от способа прокладки с разделением по диаметрам трубопроводов, а также информация, материале, годе прокладке и проценте износа представлены в таблице 1.57.

**Таблица 1.57** - Сведения о способах прокладки тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский».

Диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода, м		Материал труб	Год прокладки	% износа
	Бесканальная в траншее	По эстакаде			
57	203	10	сталь	1990	110
57	6	0	сталь	1991	105
57	80	0	сталь	1995	85
57	840	327	сталь	1996	80
57	766	249	сталь	1997	75
57	167	8	сталь	2000	60
57	0	18	сталь	2001	55
57	155	0	сталь	2002	50
57	15	0	сталь	2003	45
57	118	90	сталь	2004	40
57	28	10	сталь	2005	35
57	151	143	сталь	2006	30
57	453	0	сталь	2007	25
76	70	0	сталь	1988	120
76	152	0	сталь	1995	85
76	167	29	сталь	1996	80
76	16	55	сталь	1997	75
76	277	38	сталь	2000	60
76	342	0	сталь	2001	55
76	20	90	сталь	2002	50
76	30	35	сталь	2003	45
76	37	0	сталь	2004	40
76	276	50	сталь	2005	35
76	87	57	сталь	2006	30
89	95	0	сталь	1988	120
89	8	0	сталь	1991	105
89	110	0	сталь	1994	90
89	200	16	сталь	1995	85
89	68	60	сталь	1996	80
89	178	0	сталь	1997	75
89	211	18	сталь	2000	60
89	164	9	сталь	2001	55
89	66	105	сталь	2002	50
89	85	9	сталь	2003	45
89	80	0	сталь	2004	40
89	293	16	сталь	2005	35
89	47	30	сталь	2006	30
89	347	0	сталь	2007	25
100	82	0	сталь	1988	120
108	44	12	сталь	1991	105
108	15	0	сталь	1992	100
108	90	14	сталь	1994	90

<b>108</b>	116	0	сталь	1995	<b>85</b>
<b>108</b>	521	186	сталь	1996	<b>80</b>
<b>108</b>	324	0	сталь	1997	<b>75</b>
<b>108</b>	599	11	сталь	2000	<b>60</b>
<b>108</b>	290	0	сталь	2001	<b>55</b>
<b>108</b>	167	79	сталь	2002	<b>50</b>
<b>108</b>	343	0	сталь	2003	<b>45</b>
<b>108</b>	133	580	сталь	2004	<b>40</b>
<b>108</b>	667	0	сталь	2005	<b>35</b>
<b>108</b>	359	785	сталь	2006	<b>30</b>
<b>159</b>	96	0	сталь	1988	<b>120</b>
<b>159</b>	66	0	сталь	1991	<b>105</b>
<b>159</b>	0	67	сталь	1991	<b>105</b>
<b>159</b>	102	0	сталь	1994	<b>90</b>
<b>159</b>	71	0	сталь	1995	<b>85</b>
<b>159</b>	222	146	сталь	1996	<b>80</b>
<b>159</b>	223	0	сталь	1997	<b>75</b>
<b>159</b>	226	0	сталь	2000	<b>60</b>
<b>159</b>	1165	0	сталь	2001	<b>55</b>
<b>159</b>	322	0	сталь	2003	<b>45</b>
<b>159</b>	490	0	сталь	2004	<b>40</b>
<b>159</b>	669	0	сталь	2005	<b>35</b>
<b>159</b>	93	820	сталь	2006	<b>30</b>
<b>219</b>	54	0	сталь	1988	<b>120</b>
<b>219</b>	87	0	сталь	1991	<b>105</b>
<b>219</b>	140	0	сталь	1994	<b>90</b>
<b>219</b>	179	0	сталь	1995	<b>85</b>
<b>219</b>	330	0	сталь	1996	<b>80</b>
<b>219</b>	169	0	сталь	1998	<b>70</b>
<b>219</b>	490	0	сталь	2000	<b>60</b>
<b>219</b>	199	0	сталь	2001	<b>55</b>
<b>219</b>	270	0	сталь	2003	<b>45</b>
<b>219</b>	135	0	сталь	2004	<b>40</b>
<b>219</b>	343	159	сталь	2005	<b>35</b>
<b>219</b>	178	6	сталь	2006	<b>30</b>
<b>273</b>	307	166	сталь	1988	<b>120</b>
<b>273</b>	236	0	сталь	2000	<b>60</b>
<b>273</b>	420	0	сталь	2001	<b>55</b>
<b>273</b>	57	0	сталь	2002	<b>50</b>
<b>273</b>	0	237	сталь	2004	<b>40</b>
<b>273</b>	493	0	сталь	2005	<b>35</b>
<b>273</b>	46	0	сталь	2007	<b>25</b>
<b>325</b>	126	0	сталь	2002	<b>50</b>
<b>325</b>	0	560	сталь	2004	<b>40</b>
<b>325</b>	80	0	сталь	2005	<b>35</b>
<b>426</b>	54	0	сталь	2000	<b>60</b>



426	58	0	сталь	2002	50
530	490	40	сталь	1988	120
530	268	268	сталь	1996	80
530	0	776	сталь	1997	75
530	230	0	сталь	2003	45
	19342	6384			65

#### **1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Регулирующая арматура на тепловых сетях Белоярского отсутствует. В качестве секционирующей и запорной арматуры в основном используются задвижки и дисковые поворотные затворы.

#### **1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов**

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский» выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены из железобетонных блоков и/или кирпича;
- перекрытия тепловых камер выполнены из сборного железобетона (балки, плиты);
- большая часть тепловых камер оснащена люками заводского исполнения, часть тепловых камер – металлическими крышками и деревянными щитами;
- тепловые камеры оборудованы металлическими лестницами или скобами.

В камерах установлена запорная арматура, спускные и воздушные краны, а также измерительные приборы (манометры).

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

Система централизованного теплоснабжения Белоярского запроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям.

Центральное регулирование отпуска тепла от ЦГК №1 осуществляется по температурному графику качественного регулирования отпуска тепла 145-85 °С. Температурный график сетевой воды на выводах котельной представлен на рисунке 1.26 и 1.29.

Метод центрального качественного регулирования отпуска теплоты заключается в том, что при постоянном расходе сетевой воды изменяется её температура в зависимости от температуры наружного воздуха. Для тепловых сетей от ЦТП до потребителей, а также тепловых сетей котельных №2,3 «ЮКЭК-Белоярский» принято центральное качественное регулирование отпуска теплоты по температурному графику качественного регулирования 95-70°С. Температурный график работы тепловых сетей «ЮКЭК-Белоярский» 95-70°С приведён на рисунке 1.27 и 1.30.

Температурные графики прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского - не предоставлены.

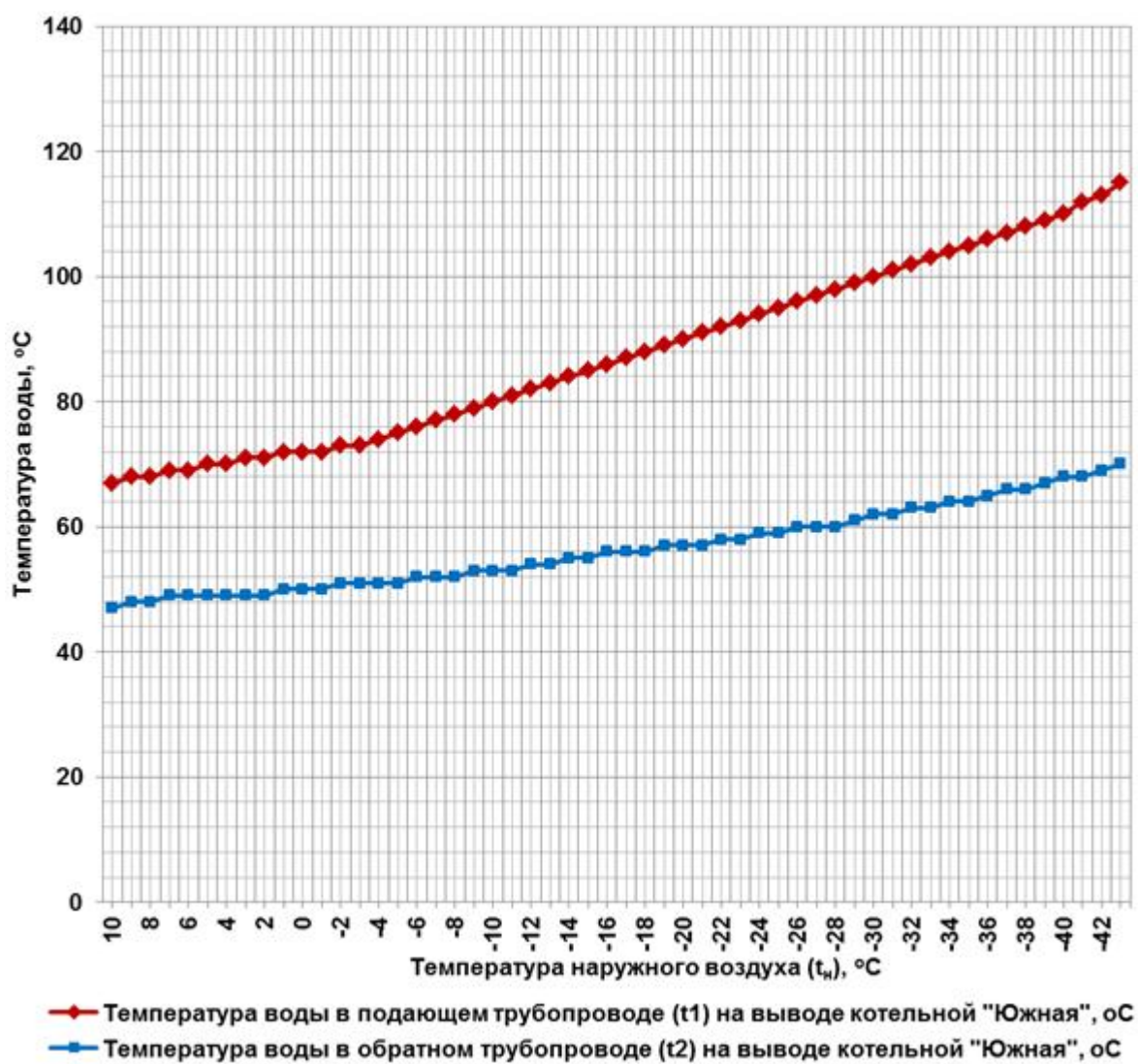
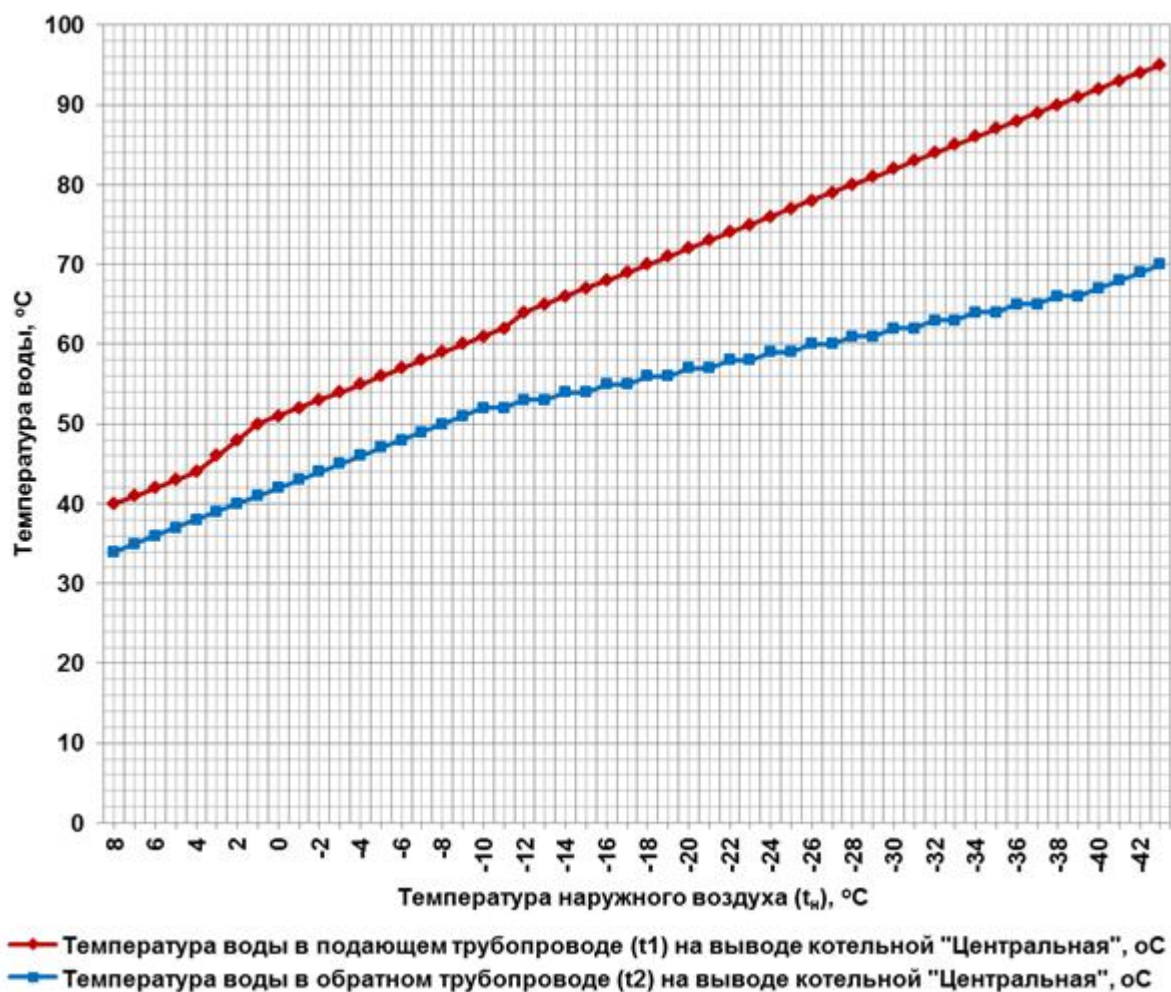


Рисунок 1.29 – Температурный график ЦГК №1 «ЮКЭК-Белоярский»



**Рисунок 1.30** – Температурный график 95/70 °C котельной «ЦТП №1» ОАО «ЮКЭК-Белоярский»

Регулировка температуры теплоносителя осуществляется по температурно-му графику, в зависимости от усредненной температуры наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12 часов. В период резкого изменения температуры наружного воздуха ( $\pm 3$  °C/час и более) корректировка суточного графика отпуска тепла осуществляется в любое время суток по фактической температуре наружного воздуха.

### **1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть  $\pm 3\%$ ;

- по давлению в подающем трубопроводе  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе  $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$ .

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на  $+5\%$ . Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский» температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования.

### **1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Режимы работы тепловых сетей от котельной «ЦГК №1» на отопительный сезон 2012-2013 гг. разработаны «ЮКЭК-Белоярский» в «Регламенте работы тепловых сетей от котельных г. Белоярский на отопительный сезон 2012 – 2013 гг.» и приведены в таблице 1.58.

**Таблица 1.58** – Регламент работы тепловых сетей от котельных ЦГК №1 на отопительный сезон 2012 – 2013 гг.

Диапазон среднесуточных температур наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С	Расход теплоносителя, м³/ч	Давление теплоносителя на выходе из котельной №1, кгс/см²	Давление теплоносителя на входе в котельную №1, кгс/см²	Перепад давления на котельной №1, м	Примечание
свыше +8 в межотопительный период	не менее 67	1200 - 1300	3,5 – 4,0	3,0 – 3,2	от 5 до 10	для работы системы горячего водоснабжения и поддержания необходимой температуры ГВС на менее 60 °С
от +8 до -10	68 - 80	1300 - 3800	4,0 – 5,8	2,8 – 3,5	от 10 до 25	Началом отопительного сезона считается период, при котором температура наружного воздуха в течение пяти суток составляет менее +8 °С
от -10 до -15	80 - 85	3800 - 4000	5,8 – 6,0	3,3 – 3,5	от 22 до 25	
от -15 до -25	85 - 95	4000 - 4500	5,8 – 6,3	2,8 – 3,5	от 25 до 30	
от -25 до -40	95 - 110	4500 - 5000	5,8 – 6,3	2,5 – 3,5	от 30 до 35	в период с 15 декабря по 20 февраля при устойчивых среднесуточных температурах

						наружного воздуха менее 20 °С может производиться запуск в работу резервного котла I очереди котельной
от -40 до -43	110 - 115	5000 - 5300	6,0 – 6,5	2,5 – 3,0	от 35 до 37	работа котельной №1 котла I и II очереди котельной
ниже -43	не более 115	не более 5300	не более 6,5	не менее 2,5	не более 40	работа котельной №1 котла I и II очереди котельной

Представленные выше данные, а так же предоставленные «ЮКЭК-Белоярский» схемы и характеристики тепловых сетей системы теплоснабжения Белоярского позволят в дальнейшем смоделировать существующие и перспективные гидравлические режимы работы тепловых сетей системы теплоснабжения.

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

По информации «ЮКЭК-Белоярский», «Аэропорт Белоярский», СУ-6, «Ханты-Мансийский банк», ГИБДД и «Северянка» в организациях процедуры диагностики состояния тепловых сетей – не проводятся. Капитальные (текущие ремонты) на основании результатов диагностики – не планируются.

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

Планирование проведения летних ремонтов в «ЮКЭК-Белоярский» для контроля состояния трубопроводов тепловых сетей, их тепловой изоляции и теплосетевого оборудования осуществляется ежегодно в рамках проводимых работ с учетом:

- замечаний к работе оборудования, выявленных обслуживающим и ремонтным персоналом во время отопительного периода и плановых осмотров, проводимых в форме обхода трасс теплопроводов и тепловых пунктов. Частота обходов – не реже одного раза в неделю в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период. Результаты заносятся в журнал дефектов тепловых сетей. Дефекты, угрожающие аварией и инцидентом, устраняются немедленно. Сведения о дефектах, которые не представляют опасности с точки зре-

ния надежности эксплуатации тепловой сети, и которые нельзя устранить без отключения трубопроводов, заносятся в журнал обхода и осмотра тепловых сетей, а для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте - в журнал текущих ремонтов;

- графика планово-предупредительного ремонта;

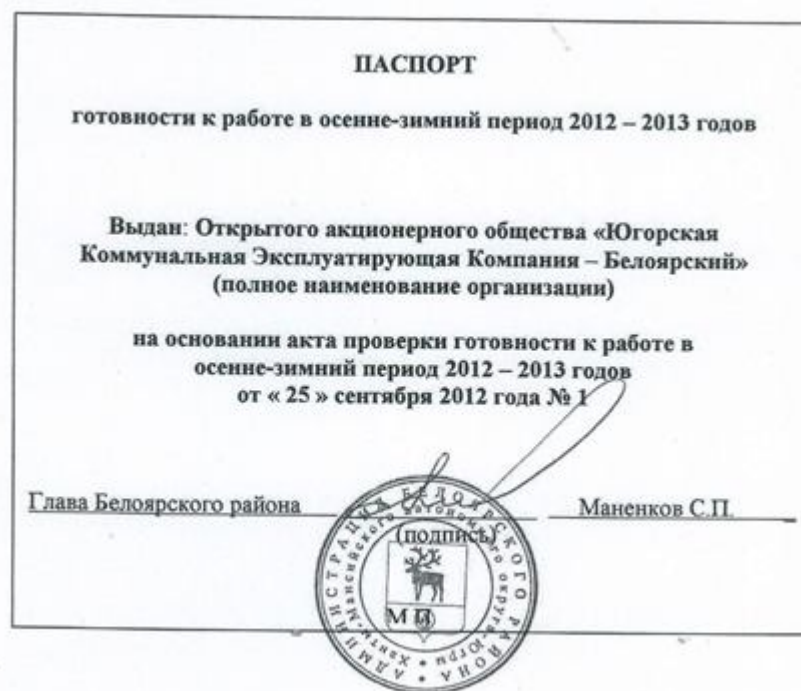
- результатов ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность, проводимых после окончания отопительного сезона. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок и местной инструкцией.

Для проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность в межотопительный период на магистральных и распределительных тепловых сетях установлены следующие параметры: для магистральных 1,6 – 0,6 МПа и распределительных (квартальных) трубопроводов - 0,75 МПа. Продолжительность испытаний – не менее 15 минут. Испытательное давление создается сетевыми насосами, установленными на теплоисточниках. Гидравлические испытания проводятся два раза - не позже, чем через две недели после окончания отопительного сезона и перед его началом. По результатам испытаний составляются «Акты гидравлических испытаний» по каждой тепловой сети.

Объем работ, проводимых «ЮКЭК-Белоярский» во время летних ремонтов, соответствует установленным техническим регламентам и иным обязательным требованиям к процедурам их выполнения и методам испытаний.

После выполнения всего установленного соответствующими регламентами и мероприятиями перечня ремонтных работ и проверки организации ей выдается Паспорт готовности к работе в осенне-зимний период, утверждаемый Главой района. Паспорт готовности к работе в осенне-зимний период 2012-2013 гг., выданный «ЮКЭК-Белоярский» представлен на рисунке 1.31.





**Рисунок 1.31** – Паспорт готовности «ЮКЭК-Белоярский» к работе в осенне-зимний период 2012-2013 гг.

Данные о проведении гидравлических испытаний на прочность и плотность в межотопительный период на магистральных и распределительных тепловых сетях остальных организаций, эксплуатирующих тепловые сети, не были предоставлены.

**1.3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Расчёт и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский» производится в соответствии с Приказом №265 от 04.10.2005 «Порядок расчёта и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Согласно данным, предоставленным «ЮКЭК-Белоярский» потери теплоносителя с нормативной утечкой приняты в размере 0,25 % среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых к ней системах теплоснабжения. В технологические затраты теплоносителя включены затраты теплоносителя на заполнение тепловых сетей и систем теплоснабжения после плановых ремонтов,

при подключении новых участков и т.п. в размере 1,5-кратного объёма тепловых сетей и систем теплоснабжения, а так же затраты на эксплуатационные испытания тепловых сетей.

Исходные данные по составляющим потерь сетевой воды, результаты расчёта системы централизованного теплоснабжения были представлены «ЮКЭК-Белоярский» в Департамент строительства, энергетики и жилищно-коммунального комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. После рассмотрения материалов, нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, по тепловым сетям ОАО «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г. утверждены регулирующим органом в теплоснабжении. Письмо об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г. показано на рисунке 1.32. Утвержденные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г. показаны на рисунке 1.33.



**ДЕПАРТАМЕНТ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭНЕРГЕТИКИ  
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА  
ХАНТЫ-МАНСЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ**

ул. Мира, дом 104, г. Ханты-Мансийск,  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра  
(Тюменская область), 628007

Телефон: (3467) 33-30-16  
Факс: (3467) 32-12-24  
E-mail: [jkh@admhmao.ru](mailto:jkh@admhmao.ru)

15/Депстройэнергетики и ЖКК



№ 16-Иск-3988  
от: 09/08/2012

*МО*  
*25.06.12*  
*[Signature]*

Директору  
ОАО «ЮКЭК-Белоярский»  
В.В.Коолю

На Ваш исх. от 06.04.2012 г. № 1695

Уважаемый Владимир Викторович!

В соответствии с возложенными полномочиями Департамент строительства, энергетики и жилищно-коммунального комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры утверждает представленные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, по тепловым сетям ОАО «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 год, прошедшие соответствующую экспертизу, согласно приложению.

Приложение: нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2013 год.

И.о. директора

С.А.Соловьёва

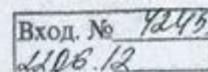
Согласовано:

Начальник Управления ЖКК  
Депстройэнергетики и ЖКК Югры  
*[Signature]* М.С.Юсупов

Исполнитель:

Начальник отдела теплоснабжения и газификации  
Депстройэнергетики и ЖКК Югры  
*[Signature]* Кранц Василий Семёнович  
тел./факс: (34-67) 32-84-82, E-mail: [krancvs@admhmao.ru](mailto:krancvs@admhmao.ru)

08.06.2012 г.



**Рисунок 1.32** – Письмо об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г.

**НОРМАТИВЫ**

технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2013 год

по тепловым сетям ОАО «ЮКЭК-Белоярский»

№ п/п	Организация	Населённый пункт	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2013 год	
			Потери и затраты теплоносителя, вода (м <sup>3</sup> )	Потери тепловой энергии, Гкал
		Теплоноситель - вода		
1.	ОАО «ЮТЭК-Белоярский», г.Белоярский, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра	г.Белоярский тепловые сети 4 котельных	85306,1	38642,0
		сп.Полноват тепловые сети 2 котельных	1776,1	1525,8
		сп.Казым тепловые сети 2 котельных	2921,9	2302,0
		сп.Вазеват тепловые сети 1 котельной	132,0	97,7
		сп.Верхнеказымский тепловые сети 1 котельной	1351,4	2698,3

**Рисунок 1.33** – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» на 2013 г.

Таким образом, планируемые на 2013 год потери сетевой воды для системы теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский» установлены в размере - 85306,10 м<sup>3</sup> в год.

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловых сетей с учётом результатов тепловых испытаний с введением поправочных коэффициентов К на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях. Принятые значения



К для трубопроводов тепловых сетей Городского округа Белоярский приведены в таблице 1.59.

**Таблица 1.59** – Значения поправочного коэффициента на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский»

Год прокладки трубопровода	Тип прокладки трубопровода, тепловая изоляция, назначение	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь К			
		Отопительный период		Неотопительный период	
		Подающий трубопровод	Обратный трубопровод	Подающий трубопровод	Обратный трубопровод
2010	Подземная бесканальная в ППУ	0,997	0,997	0,997	0,997
2009	Подземная бесканальная в ППУ	0,977	0,977	0,930	0,930
2008	Подземная бесканальная	1,000	1,000	1,000	1,000
2007	Подземная бесканальная	1,000	1,000	0,930	0,930
2006	Надземная	1,192	1,290	0,862	0,800
	Подземная бесканальная	1,000	1,000	0,933	0,933
	Подземная ГВС (изопекс)	0,957	0,957	0,957	0,957
2005	Подземная бесканальная (Ду500-150)	1,000	1,000	0,933	0,933
	Подземная бесканальная (Ду100-50)	0,953	0,953	0,933	0,933
2004	Подземная бесканальная (Ду500-150)	1,000	1,000	0,933	0,933
	Подземная бесканальная (Ду100-50)	0,953	0,953	0,933	0,933
2003	Подземная бесканальная (Ду500-150)	1,000	1,000	1,000	1,000
	Подземная бесканальная (Ду100-50)	0,953	0,953	0,953	0,953
2002	Подземная бесканальная (Ду500-400)	1,000	1,000	1,000	1,000
	Подземная бесканальная (Ду300)	0,998	0,998	0,998	0,998
	Подземная бесканальная (Ду200-50)	0,953	0,953	0,953	0,953
2000-2001	Надземная	1,192	1,290	1,192	1,290
	Надземная ГВС	1,269	1,343	1,269	1,343
1998-2000	Надземная	1,192	1,290	0,862	0,800
	Подземная бесканальная (Ду500-200)	1,000	1,000	1,052	1,052
	Подземная бесканальная (Ду150-50)	0,944	0,944	1,052	1,052
1990-1998	Подземная бесканальная	1,016	1,025	0,983	0,983
	Надземная	1,192	1,290	0,862	0,800
	Подземная ГВС	0,957	0,957	0,957	0,957
1959-1990	Подземная бесканальная	1,000	1,000	0,933	0,933
	Надземная 600-200	1,192	1,290	0,862	0,800
	Надземная 150-50	1,269	1,343	0,862	0,800
	Подземная ГВС	0,957	0,957	0,957	0,957

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путём суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учётом пересчёта нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактическим среднемесячным температурам воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённым по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре;
- среднегодовой температуре воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, определённой как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения трубопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Динамика изменения нормируемых тепловых потерь с разбивкой на составляющие по системе централизованного теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский», а так же суммарные потери в целом по «ЮКЭК-Белоярский» представлены в таблице 1.60.

**Таблица 1.60** – Динамика нормируемых тепловых потерь в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский»

Составляющая тепловых потерь	Потери в тепловых сетях, Гкал	
	СЦТ г. Белоярский	
2009 год		
$Q_{из}$	Переходной год	
$Q_{ут}$	Переходной год	
$Q_{тех}$	Переходной год	
$Q_{гп}$	Переходной год	
2010 год		
$Q_{из}$	32227	
$Q_{ут}$	9207	
$Q_{тех}$	419	
$Q_{гп}$	41853	
2011 год		
$Q_{из}$	31884	
$Q_{ут}$	9550	
$Q_{тех}$	419	
$Q_{гп}$	41853	
2012		
$Q_{из}$	28487	
$Q_{ут}$	8533	
$Q_{тех}$	374	
$Q_{гп}$	37394	
2013 год (план)		
$Q_{из}$	33039	
$Q_{ут}$	3671	
$Q_{тех}$	-	
$Q_{гп}$	36710	

Примечание:  $Q_{ут}$  – тепловые потери с утечками,  $Q_{из}$  – тепловые потери через изоляцию;  $Q_{тех}$  – тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключённых участков трубопроводов после ремонтов и ликвидаций дефектов.

Таким образом, планируемые на 2013 год тепловые потери в целом по тепловым сетям «ЮКЭК-Белоярский» составляют 36710 Гкал в год. При этом тепловые потери через теплоизоляционные конструкции - 33039 Гкал в год, тепловые потери с сетевой водой – 3671 Гкал в год.

В соответствии с информацией, полученной от «ЮКЭК-Белоярский» режимно-наладочные испытания тепловых сетей, с целью определения фактических потерь тепла не проводятся. В соответствии с указанным провести анализ существующих и перспективных потерь тепловой энергии при её передаче по тепловым сетям не представляется возможным.

В то же время в настоящем отчете за базовый период проведена оценка нормируемых тепловых потерь в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский».

На основании данных экспертного заключения по рассмотрению дела №42-2012 «Об установлении тарифов на тепловую энергию для потребителей открытого акционерного общества «Югорская коммунальная эксплуатирующая компания - Белоярский» на территории г.п. Белоярский, с.п. Верхнекалымский на 2012 год» суммарные нормируемые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей при передаче тепловой энергии от источников к потребителям в 2012 году составили 37394 Гкал (13,0 % от суммарного отпуска тепла по сетям ОАО «ЮКЭК-Белоярский»). Суммарный отпуск тепловой энергии по сетям ОАО «ЮКЭК-Белоярский» в 2012 году составил 288394 Гкал

В таблице 1.61 представлены значения суммарных нормируемых тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловых сетей находящихся в эксплуатационной ответственности «ЮКЭК-Белоярский» при передаче тепловой энергии за 2009 – 2013 годы, а так же их фактические значения за 2009 и 2012 годы.

**Таблица 1.61 – Нормируемые тепловые потери ОАО «ЮКЭК-Белоярский»**

Наименование показателя	Рассматриваемый период				
	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Потери в тепловых сетях, тыс. Гкал:					
Фактические	5,640	37,220	36,867	33,495	-

- то же в %	5,0	13,5	14,8	13,19	-
Нормируемые	-	41,853	41,853	37,394	36,710
- то же в %	-	13,6	13,6	13,00	13,2

Таким образом, планируемые на 2013 год потери сетевой воды для системы теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский» составили 36710 м3 в год.

**1.3.12 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии**

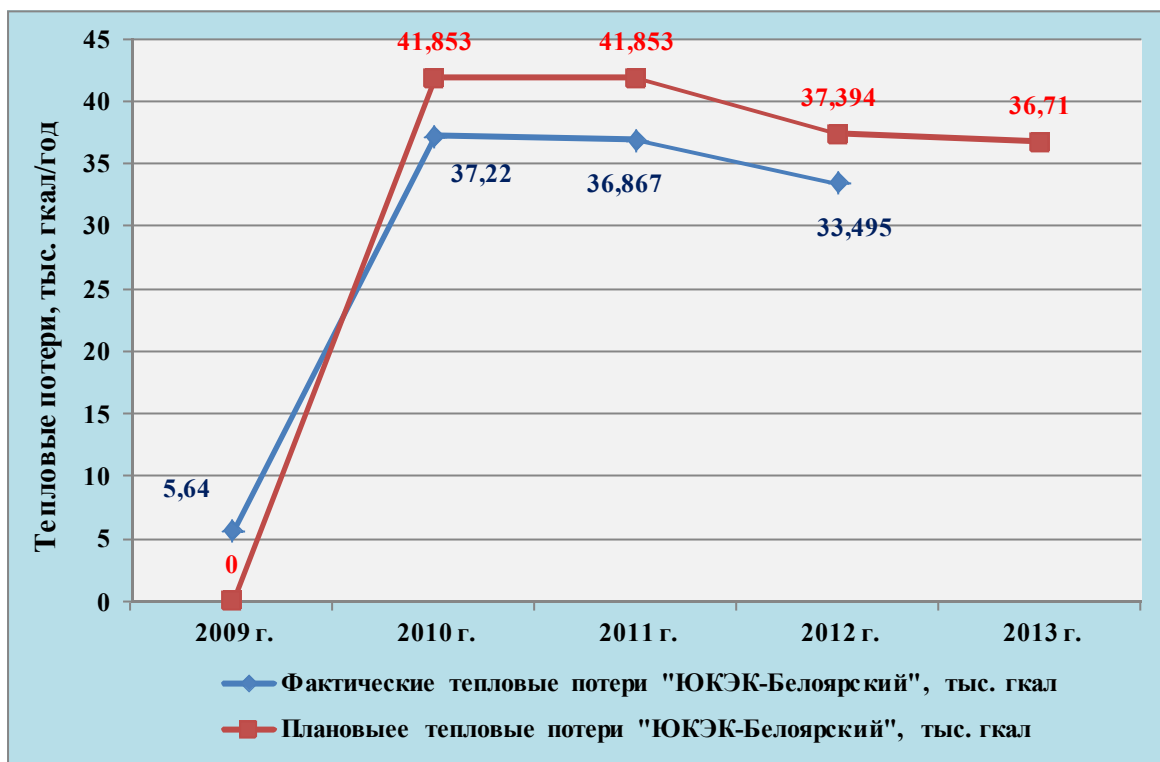
В системе теплоснабжения Белоярского, в том числе и в зоне ответственности «ЮКЭК-Белоярский», не организован приборный учет потребления тепла, позволяющий оценить имеющиеся фактические тепловые потери.

Результаты оценки тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии представлены в таблице 1.62 и на рисунке 1.34.

**Таблица 1.62** – Данные по нормируемым тепловым потерям в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский»

Показатель	План	Факт
<b>2009 год</b>		
Средняя температура наружного воздуха, °С	-10,1	-6,6
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	-	276,74
Тепловые потери, тыс. Гкал,	-	5,640
Тепловые потери, %	-	5,0
<b>2010 год</b>		
Средняя температура наружного воздуха, °С	-10,1	-9,4
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	313,620	281,990
Тепловые потери, тыс. Гкал	41,853	37,220
Тепловые потери, %	13,6	13,5
<b>2011 год</b>		
Средняя температура наружного воздуха, °С	-10,1	-5,5
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	313,623	255,534
Тепловые потери, тыс. Гкал	41,853	36,867
Тепловые потери, %	14,8	13,6
<b>2012 год</b>		
Средняя температура наружного воздуха, °С	-10,1	-5,3
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	294,959	277,553
Тепловые потери, тыс. Гкал	37,394	33,495
Тепловые потери, %	13,0	13,19
<b>2013 год (план)</b>		
Средняя температура наружного воздуха, °С	-10,1	-
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	284,384	-
Тепловые потери, тыс. Гкал	36,710	-
Тепловые потери, %	13,2	-





**Рисунок 1.34** – Динамика тепловых потерь в период 2009 – 2013 гг. в тепловых сетях «ЮКЭК-Белоярский»

### *1.3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения*

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский» в 2010г., надзорным органом - Северо-Уральским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору проведена плановая проверка. Проверке подвергались вопросы общей организации работы в тепловых энергоустановках в организации, эксплуатации котельных и тепловых пунктов, и других сфер деятельности. По результатам проверки «ЮКЭК-Белоярский» выдано предписание об устранении нарушений №028-ПХ/3 от 24.02.2010. Для устранения замечаний в «ЮКЭК-Белоярский» были подготовлены мероприятия утвержденные директором организации 26.02.2010, которые были выполнены в установленные сроки, о чем сообщено в установленном порядке в контролирующий орган.

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети – им не выдавалось.

По информации, полученной от «Аэропорт Белоярский», СУ-6 и «Северянка» предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети – им не выдавалось.

***1.3.14 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространённых, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям***

Потребителями тепла Белоярского являются здания: для проживания населения (жилые и многоквартирные дома), общественные (социально-культурные и административные объекты) и производственные здания промышленных предприятий.

Системы отопления зданий Белоярского оборудованы приборами конвективно - излучающего действия различных типов.

Присоединение систем теплопотребления к тепловой сети первого контура выполнено по независимой схеме через водоводяные подогреватели.

Большинство систем теплопотребления, подключённых к распределительным тепловым сетям вторых контуров, подсоединены по независимой схеме. Часть систем отопления присоединено по зависимой схеме с устройством автоматизированных узлов регулирования, которые обеспечивают регулирование температуры подаваемого в систему отопления теплоносителя и циркуляцию теплоносителя в системе отопления насосами.

В зданиях некапитальной застройки (деревянно-панельной конструкции) в ИТП имеются приборы отопления (конвекторы, регистры из гладких труб, подключённые по схеме «из подающего в обратный трубопроводы ввода тепловой сети»), которые по своей сути являются перемычками. Наличие подключённых по вышеуказанной схеме приборов приводит к необоснованному завышению циркуляции теплоносителя через них и во всей системе в целом с негативными последствиями: снижается развиваемый сетевыми насосами напор, повышаются гидравлические потери и пр.

Ряд потребителей, имеющих относительно малые гидравлические сопротивления систем отопления (киоски, магазины, проходные, вагончики и т.п.), под-

ключены непосредственно к магистральным и распределительным трубопроводам тепловых сетей, что при отсутствии дополнительных сопротивлений приводит к значительному завышению циркуляции теплоносителя через них и гидравлической разрегулировке тепловой сети в целом.

Для системы теплоснабжения Белоярского характерны следующие типы присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям:

- ЦТП с параллельным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением систем отопления;
- ЦТП с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением систем отопления;
- ЦТП с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением систем отопления;
- ТП с независимым присоединением систем отопления (при температурном графике отпуска тепла от источника в тепловые сети 145-80 °С);
- ТП с насосным смешением (при температурном графике отпуска тепла от источника в тепловые сети 145-80 °С);

Кроме того, для снижения температуры теплоносителя со 145 °С до нормированной для жилых зданий (95 °С) в домах капитального исполнения на индивидуальных тепловых пунктах установлены элеваторы или подмешивающие насосы.

Система горячего водоснабжения – закрытая. Подготовка воды для горячего водоснабжения потребителей осуществляется в водо-водяных подогревателях, установленных в ЦТП - 4 или ИТП жилых домов капитального исполнения. В домах некапитального исполнения горячее водоснабжение осуществляется за счёт несанкционированного открытого разбора из систем отопления, величина которого определена в 20% от теплопотребления объекта.

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

В системе теплоснабжения Белоярского не организован коммерческий приборный учёт тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

Оснащённость жилого фонда общедомовыми и индивидуальными приборами учёта по состоянию на 01.01.2013 г. тепловой энергии составляет 39,46 % и 16,53 % прочими юридическими лицами.

Оснащённость физических лиц приборами учёта составляет 60,20 %, а юридических лиц 53,55%.

В материалах «Инвестиционной программы Открытого акционерного общества «ЮКЭК-Белоярский» по реконструкции, модернизации и развитию системы теплоснабжения на территории муниципального образования Белоярский район на 2011-2020гг.» обоснована и запланирована в течение расчетного срока установка приборов учета на выходе из ЦГК №1 и ЦТП.

#### *1.3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи*

Диспетчерская служба «ЮКЭК-Белоярский» является основным пунктом сбора информации о работе технологического оборудования котельных и тепловых сетях, обо всех происшествиях, произошедших в течение дежурной смены в целом по предприятию.

Диспетчер, в течение всей рабочей смены ведёт записи в оперативном журнале в хронологическом порядке (с точностью до минуты) оперативных действий персонала, проводимых для обеспечения заданного режима тепловой энергоустановки и тепловой сети, распоряжений вышестоящего и управленческого персонала и специалистов.

О сбоях в работе технологического оборудования, об отключении электроэнергии на объектах предприятия или возникновении возгорания, о несчастном случае на производстве диспетчер немедленно сообщает соответствующему оперативному и управленческому персоналу.

В случае возникновения аварийной ситуации или серьёзного сбоя в работе в системе теплоснабжения диспетчер обязан:

- сообщить руководителю подразделения и по указанию руководителя данного подразделения при необходимости оповестить специалистов предприятия;

- выполнять все распоряжения ответственного инженерно-технического работника в течение всего периода технологического нарушения, инцидента или аварии;

- организовать выезд на место работ аварийной бригады звена;

- все распоряжения ответственного руководителя (по устранению технического нарушения, инцидента, аварии), действия персонала подразделений, передаваемые диспетчеру, регистрировать в оперативном журнале в хронологическом порядке (с точностью до минуты) в течение всего периода устранения аварийной ситуации.

При работе диспетчерской службы «ЮКЭК-Белоярский» используются средства связи. Средства автоматизации и телемеханизации в работе диспетчерской службы – не предусмотрены.

По информации, полученной от «Аэропорт Белоярский», СУ-6, ГИБДД, «Ханты-Мансийский банк», «Северянка» в указанных организациях диспетчерская служба отсутствует. Контроль работой оборудования и сетей осуществляется в рабочее время техническим персоналом.

#### *1.3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций*

Центральные тепловые пункты и тепловые пункты «ЮКЭК-Белоярский» не автоматизированы системами управления, которые осуществляют автоматическое управление технологическим процессом теплоснабжения через центральный диспетчерский пункт, что снижает качество и надёжность теплоснабжения и повышает эксплуатационные затраты.

Обслуживание центральных тепловых пунктов в зоне ответственности «ЮКЭК-Белоярский» организовано должным образом, в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» и местных инструкций.

***1.3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления***

Для защиты тепловых сетей от недопустимого превышения давления в центральных тепловых пунктах «ЮКЭК-Белоярский» установлены регуляторы давления.

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

По информации, полученной от Управления жилищно-коммунального хозяйства Администрации Белоярского района, по состоянию на 01.01.2013 г. бесхозяйные тепловые сети в системе теплоснабжения Белоярского - отсутствуют.

#### Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"

Зоны действия источников тепловой энергии системы теплоснабжения Белоярского представлены на рисунке 1.35. Крышные котельные 4 микрорайона - д.12 и д.17, «Ханты-Мансийск банк» и котельной ГИБДД собственных зон действия не имеют и работают на теплоснабжение зданий, на которых они установлены. Котельные «Аэропорт Белоярский», СУ-6 и «Северянка» работают в зонах действия присоединенных сетей к объектам организаций-владельцев.

Зоны действия котельных изолированы друг от друга и перемычками не связаны.

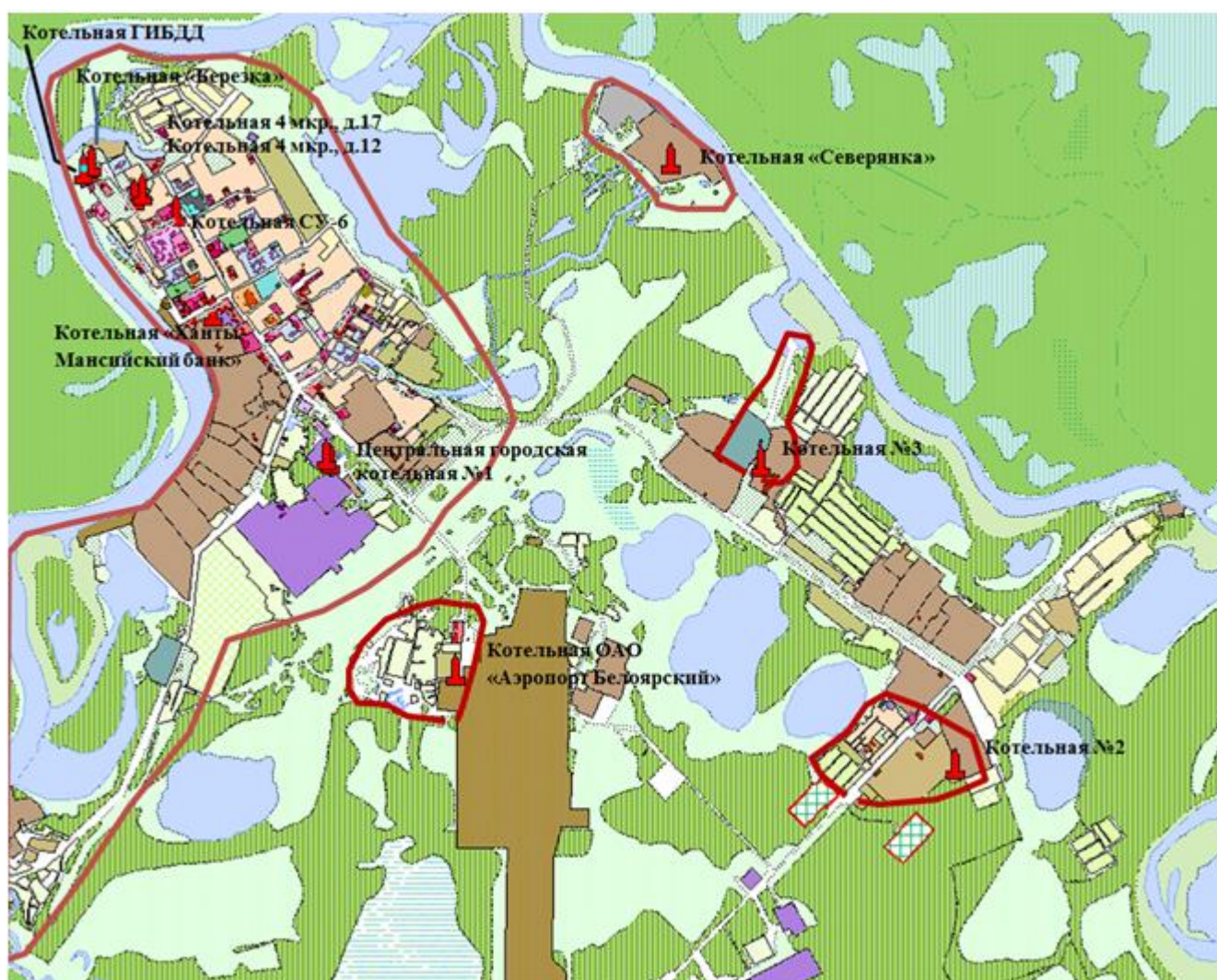


Рисунок 1.35 – Зоны действия источников тепловой энергии системы теплоснабжения  
г.п. Белоярский

## **Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"**

### ***1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха***

Потребителями тепловой энергии системы теплоснабжения Белярский являются как жилые и многоквартирные здания, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.

На основании данных о расчетных тепловых нагрузках, предоставленных организациями, занятыми в сфере теплоснабжения Белярского, были определены и сгруппированы величины существующих тепловых нагрузок по следующим критериям:

- распределению расчетных нагрузок на жилые, административные и общественные и на производственные;
- распределению расчетных нагрузок по видам теплопотребления;
- распределению расчетных нагрузок по источникам теплоснабжения г. Белярский.

Данная работа позволит дать оценку существующему теплопотреблению абонентов системы теплоснабжения Белярского, что является необходимым условием для анализа современного состояния системы теплоснабжения.

Основным поставщиком тепловой энергии в Белярском является «ЮКЭК-Белярский». Суммарные расчетные тепловые нагрузки, предоставленные «ЮКЭК-Белярский», с распределением по видам теплопотребления для каждого типа потребителей тепловой энергии представлены в таблице 1.63. Распределение расчетных нагрузок «ЮКЭК-Белярский» по типам потребителей показано на рисунке 1.36.

**Таблица 1.63** – Распределение расчетных нагрузок «ЮКЭК-Белярский» по видам теплопотребления и типам потребителей

Тип потребителя теплоты	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Жилые здания	43,766	0,711	5,920	50,397
Административные и общественные здания	20,250	5,539	2,403	28,192



Производственные здания	20,350	1,512	0,072	21,934
Всего	84,366	7,762	8,395	100,523

Анализ таблицы 1.63 и рисунка 1.36 показал:

- Большую часть тепловой энергии используют объекты жилого фонда «ЮКЭК-Белоярский» – 50,13%;
- 21,82% от суммарной расчетной нагрузки приходится на производственные здания и сооружения;
- доля административных и общественных зданий составляет 28,05% от суммарной расчетной нагрузки ОАО «ЮКЭК-Белоярский».

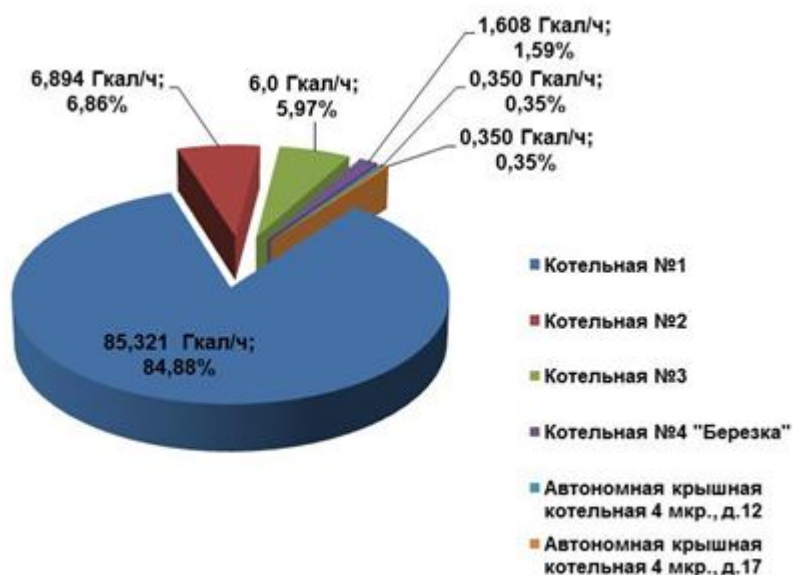


**Рисунок 1.36** – Расчетные нагрузки «ЮКЭК-Белоярский» с разбивкой по типам потребителей

Распределение тепловых нагрузок по источникам теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский» представлены в таблице 1.64 и на рисунке 1.37.

**Таблица 1.64** – Расчетные тепловые нагрузки с разбивкой по видам теплопотребления источников теплоснабжения «ЮКЭК-Белоярский»

№ п/п	Наименование	Отопление, Гкал/ч	Горячее водоснабжение, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
<b>"ЮКЭК-Белоярский"</b>					
1	ЦГК №1	71,233	7,243	6,845	85,321
2	Котельная №2	6,175	0	0,719	6,894
3	Котельная №3	6	0	0	6
4	Котельная №4 "Березка"	0,6642	0,7458	0,198	1,608
5	Автономная крышная котельная 4 мкр., д.12	0,147	0,203	0	0,35
6	Автономная крышная котельная 4 мкр., д.17	0,147	0,203	0	0,35
Итого		84,3662	8,3948	7,762	100,523



**Рисунок 1.37** – Присоединенная тепловая нагрузка котельных, обслуживаемых «ЮКЭК-Белоярский»

Распределение тепловых нагрузок «ЮКЭК-Белоярский» по видам представлено на рисунке 1.38.



**Рисунок 1.38** – Расчетные нагрузки «ЮКЭК-Белоярский» с разбивкой по видам теплопотребления

Анализ рисунка 1.38 показал:

- основным поставщиком тепловой энергии среди источников «ЮКЭК-Белоярский» является ЦГК №1. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка котельной составляет - 84,88%;

- преобладающей на источниках «ЮКЭК-Белоярский» является отопительная нагрузка – 83,93%;

- доля горячего водоснабжения составляет 8,35% от суммарной расчетной нагрузки системы теплоснабжения, обслуживаемой «ЮКЭК-Белоярский»;

- доля нагрузки на вентиляцию от суммарной расчетной нагрузки «ЮКЭК-Белоярский» составляет 7,72%.

### **1.5.2 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в Белоярском - нет. Технические условия на установку индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не выдавались.

### **1.5.3 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Величина годового потребления тепловой энергии в Белоярском с разбивкой по источникам тепловой энергии «ЮКЭК-Белоярский» за 2010 – 2012 гг. представлена в таблице 1.65.

**Таблица 1.65 – Годовое потребление тепловой энергии**

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Годовое потребление тепловой энергии, тыс. Гкал					
			План 2010 г.	Факт 2010 г.	План 2011 г.	Факт 2011 г.	Прогноз на 2012 г.	Принято РСТ 2012 г.
1	Центральная городская котельная №1 (I очередь)	ул. Центральная, 32	225,31	238,48	224,94	212,97	201,88	251
2	Центральная котельная (II очередь)	ул. Центральная, 32						
3	Котельная №2	Промзона 2, строение № 19			18,92		17,14	
4	Котельная №3	Промзона 2, строение № 4-1			18,56		19,28	
5	Автономные крышные котельные	4 микрорайон, д.12, д.17	-	1,851	-	1,125	-	1,228
6	Блочно-модульная котельная 4мкр.	4 микрорайон, «Берёзка»	-	-	-	0,508	1,44	-
Всего по ОАО «ЮКЭК-Белоярский»			264,79	240,331	262,42	214,603	239,74	252,228

Примечание:

1. Блочно-модульная котельная 4мкр. «Берёзка» введена в эксплуатацию в 2011 году
2. «-» - плановые показатели по указанным котельным – не устанавливались

В прочих организациях, занятых в сфере теплоснабжения Белоярского плановые показатели не устанавливались, информация от них по фактической выработке тепловой энергии - не предоставлена.

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

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения Белоярского на отопление и горячее водоснабжение представлены в таблице 1.66.

Нормативы установлены в соответствии с Постановлением Главы Белоярского района от 18.12.2007 № 2453 "Об установлении норм потребления коммунальных услуг населением на территории городского и сельских поселений в границах Белоярского района». Расчет нормативов выполнен в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 №306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов коммунальных услуг» (в ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 №354)

**Таблица 1.66** – Нормы потребления коммунальных услуг населением на территории г. Белоярский

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование коммунальных услуг</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Норматив потребления</b>
1.	Водоснабжение		
1.1.	В полностью благоустроенных домах, горячее водоснабжение	куб. м/чел. в месяц	3,2
1.2.	В полностью благоустроенных домах, холодное водоснабжение	куб. м/чел. в месяц	4,4
1.3.	В домах без горячего водоснабжения и ванн	куб. м/чел. в месяц	3,7
1.4.	В домах без горячего водоснабжения с газовыми водонагревателями	куб. м/чел. в месяц	7,6
2.	Водоотведение		
2.1.	В полностью благоустроенных домах	куб. м/чел. в месяц	7,6
2.2.	В домах без горячего водоснабжения и ванн	куб. м/чел. в месяц	3,7
2.3.	В домах без горячего водоснабжения с газовыми водонагревателями	куб. м/чел. в месяц	7,6
3.	Отопление:		
3.1.	Отопление	Гкал на м2 в мес.	0,03
4.	Горячее водоснабжение	Гкал на чел. в мес.	0,168

## Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"

**1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.67.

**Таблица 1.67 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто по котельным Белоярского**

№ п/п	Наименование	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетный расход тепла на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Потери в т/сетях, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
<b>"ЮКЭК-Белоярский"</b>									
1	Центральная городская котельная №1 (I очередь)	ул. Центральная, 32	60,00	48,00	1,090	46,910	83,321	13,815	27,959
2	Центральная котельная (II очередь)	ул. Центральная, 32	80,00	80,00	1,816	78,184			
3	Котельная №2	Промзона 2, строение № 19	30,00	21,50	0,587	20,913	6,894	0,391	13,628
4	Котельная №3	Промзона 2, строение № 4-1	7,72	6,42	0,096	6,324	6,000	0,209	0,115
5	Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.12	0,516	0,501	0,0025	0,498	0,350	0,000	0,148
6	Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.17	0,620	0,563	0,0028	0,560	0,350	0,000	0,210
7	Блочно-модульная котельная 4мкр.	4 микрорайон, «Берёзка»	3,110	3,080	0,071	3,009	1,608	0,129	1,273
<b>Итого по котельным "ЮКЭК-Белоярский"</b>			<b>181,966</b>	<b>160,064</b>	<b>3,665</b>	<b>156,399</b>	<b>98,523</b>	<b>14,543</b>	<b>43,333</b>
8	Котельная ГИБДД	ул. Строителей, 17	0,11	0,09	0	0,09	0,09	0	0
9	Котельная "Аэропорт Белоярский"	Аэропорт, 5, стр.1	1,72	1,72	0,006	1,714	0,5702	0,1714	0,9724
10	Котельная СУ-6	ул. Центральная, 18,	3	2,748	0,05496	2,69304	2,362	0,21984	0,1112

		корп. 7а							
11	Крышная котельная "Ханты-Мансийский банк"	ул. Молодости, 11	0,206	0,186	0	0,186	0,14524	0	0,04076
12	Котельная "Северянка"	проезд «Северянка», стр. 1/1	0,86	0,86	0,0172	0,8428	0,6528	0,086	0,104
<b>Итого по г.п. Белоярский</b>			<b>188,846</b>	<b>165,668</b>	<b>3,743</b>	<b>161,925</b>	<b>102,343</b>	<b>15,020</b>	<b>44,561</b>

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует:

Суммарная установленная тепловая мощность котельных г. Белоярский в горячей воде составляет 188,846 Гкал/ч, располагаемая мощность нетто за вычетом ограничений и собственных нужд котельных составляет 165,668 Гкал/ч или 87,7 % от установленной мощности.

Суммарная подключенная нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельных Белоярского, при учете потерь в сетях по состоянию на 01.01.2013 составляет 102,34 Гкал/ч, из них 98,52 Гкал/ч приходится на котельные теплоснабжающей организации «ЮКЭК-Белоярский».

Распределение установленной тепловой мощности котельных Белоярского по составляющим представлено на рисунке 1.39.



**Рисунок 1.39** – Распределение установленной тепловой мощности котельных Белоярского

#### **1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии**

Резерв тепловой мощности нетто в Белоярском составляет порядка 27%.

Резерв генерирующих мощностей котельных ООО «ЮКЭК-Белоярский» составляет 27,7% от суммарной мощности нетто котельных в поселении. Наибольшим резервом обладает котельная №2 – 65% от общего резерва по городу. Сводная таблица по резервам и дефицитам тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии Белоярского приведена в таблице 1.68.

**Таблица 1.68** – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто по котельным Белоярского

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетный расход тепла на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности нетто, Гкал/ч
1	Центральная городская котельная №1 (I очередь)	60,00	48,00	1,090	46,910	83,321	27,959
2	Центральная котельная (II очередь)	80,00	80,00	1,816	78,184		
3	Котельная №2	30,00	21,50	0,587	20,913	6,894	13,628
4	Котельная №3	7,72	6,42	0,096	6,324	6,000	0,115
5	Крышная котельная 4 мкр. д.12	0,516	0,501	0,0025	0,498	0,350	0,148
6	Крышная котельная 4 мкр. д.17	0,620	0,563	0,0028	0,560	0,350	0,210
7	Блочно-модульная котельная 4мкр. «Березка»	3,110	3,080	0,071	3,009	1,608	1,273
8	Котельная ГИБДД	0,11	0,09	0	0,09	0,09	0
9	Котельная "Аэропорт Белоярский"	1,72	1,72	0,006	1,714	0,5702	0,9724
10	Котельная СУ-6	3	2,748	0,05496	2,69304	2,362	0,1112
11	Крышная котельная "Ханты-Мансийский банк"	0,206	0,186	0	0,186	0,14524	0,04076
12	Котельная "Северянка"	0,86	0,86	0,0172	0,8428	0,6528	0,104

**1.6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Гидравлические режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, будут определены на следующем этапе работ по данному

договору с помощью теплогидравлических расчетов, выполненных с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo.

Исходные данные теплоснабжающей организации «ЮКЭК-Белоярский» и эксплуатирующих организаций для гидравлического расчета представлены в таблице 1.69.

**Таблица 1.69 – Исходные данные для гидравлических расчетов**

Наименование	Адрес котельной	Показатель	Величина
Центральная городская котельная №1 (I очередь)	ул. Центральная, 32	Температурный график	150/80
		Гидравлический режим (расчетный располагаемый напор на выводах), кг/см <sup>2</sup>	5,3
Центральная котельная (II очередь)	ул. Центральная, 32	Температурный график от котельной	150/80
		Гидравлический режим (расчетный располагаемый напор на выводах), кг/см <sup>2</sup>	5,3
		Температурный график от ЦТП	95/70
Котельная №2	Промзона 2, строение № 19	Температурный график I контур	145/85
		Температурный график II контур	95/70
		Гидравлический режим (факт), кг/см <sup>2</sup>	8,9/2,4
Котельная №3	Промзона 2, строение № 4-1	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	5,0/4,0
Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.12	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	-/не менее 1,5
Автономная крышная котельная	4 микрорайон, д.17	Температурный график	90/65
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	4
Блочно-модульная котельная 4мкр.	4 микрорайон, «Берёзка»	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	4,5/2,5
Котельная ОАО "Аэропорт Белоярский"	Аэропорт, 5, стр. 1	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	4,0/3,0
Крышная котельная Белоярского филиала ОАО "Ханты-Мансийский банк"	ул. Молодости, 11	Температурный график	110/70
		Гидравлический режим	не более 5 атм
Котельная СУ-6	ул. Центральная, 18, корп.7а	Температурный график(номинальный)	115/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	факт 6,0
Котельная ГИБДД	ул. Строителей, 17	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	3,5/1,5
Котельная базы отдыха «Северянка»	проезд «Северянка», стр.1/1	Температурный график	95/70
		Гидравлический режим, кг/см <sup>2</sup>	4/1,5

### **1.6.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицитов тепловой мощности на источниках тепловой энергии Белоярский по состоянию на 01.01.2013 не выявлено.



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

Как видно таблицы 1.70, на теплоисточниках Белоярского существует значительный резерв тепловой мощности, значение которого составляет свыше 27%, (около 45 Гкал/ч). В сложившихся условиях необходимость (возможности) в расширения технологических зон действия источников с резервами мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности – отсутствует.

**Таблица 1.70 – Данные по тепловой мощности котельных г.п.Белоярский**

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности нетто, Гкал/ч
1	Центральная городская котельная №1 (I очередь)	60,00	48,00	46,910	27,959
2	Центральная котельная (II очередь)	80,00	80,00	78,184	
3	Котельная №2	30,00	21,50	20,913	13,628
4	Котельная №3	7,72	6,42	6,324	0,115
5	Крышная котельная 4 мкр. д.12	0,516	0,501	0,498	0,148
6	Крышная котельная 4 мкр. д.17	0,620	0,563	0,560	0,210
7	Блочно-модульная котельная 4мкр. «Березка»	3,110	3,080	3,009	1,273
8	Котельная ГИБДД	0,11	0,09	0,09	0
9	Котельная "Аэропорт Белоярский"	1,72	1,72	1,714	0,9724
10	Котельная СУ-6	3	2,748	2,69304	0,1112
11	Крышная котельная "Ханты-Мансийский банк"	0,206	0,186	0,186	0,04076
12	Котельная "Северянка"	0,86	0,86	0,8428	0,104

## Часть 7 "Балансы теплоносителя"

*1.7.1 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть*

В Белоярском действует закрытая система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путём её санкционированного отбора из тепловой сети.

В системе теплоснабжения возможна утечка сетевой воды из тепловых сетей, в системах теплопотребления через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери теплоносителя компенсируются на котельных подпиточной водой, количество которой должно соответствовать величинам утечек. Для подпитки системы теплоснабжения и других технологических нужд котельных используется вода хозяйственно - питьевого качества из городского водопровода. «Отчёт о качестве питьевой воды, подаваемый с водоочистных сооружений г.Белоярский за 2012г.», которая используется в котельных Белоярского полученный в «ЮКЭК-Белоярский» представлен на рисунке 1.40.

На ЦГК № 1 «ЮКЭК-Белоярский» производится подготовка питательной воды на термическом вакуумном деаэраторе ДВ-100 производительностью. 100 т/час. Условия эксплуатации – круглогодично. В технологической цепочке установлен бак подпиточный объемом - 5 м<sup>3</sup>, бак рабочей воды объемом - 20 м<sup>3</sup>.

На котельной № 2 «ЮКЭК-Белоярский» установлен автоматический вакуумная деаэрационная установку "АВАКС" производительностью 15 т/час.

В технологической цепочке котельной №2 «ЮКЭК-Белоярский» установлен бак подпиточный объемом 700 м<sup>3</sup>, бак рабочей воды объемом 5 м<sup>3</sup>, бак атмосферного деаэратора объемом 10 м<sup>3</sup>.

На котельной № 3 «ЮКЭК-Белоярский» установлен автоматический вакуумная деаэрационная установка "АВАКС" - 24 в количестве двух единиц, производительностью по 5 т/час каждая и водоподготовительная установка

ВПУ-5,0. В технологической цепочке установлен бак атмосферного деаэратора объемом 10 м<sup>3</sup>.

Химическая водоподготовка осуществляется только подпиточной водой путём умягчения на котельных предприятий ГИБДД, «Аэропорт Белоярский», «Северянка», 4 мкр. «Берёзка» «ЮКЭК-Белоярский».

На других котельных подпитка осуществляется химически не обработанной водой из городского водопровода.

Расход воды, по данным ЗАО ГП «Сибгипрокоммунэнерго» г. Новосибирск, на существующие котельные города приведён в таблице 1.71.

**Таблица 1.71** - Расход воды котельными г. Белоярский

Наименование котельной	Расход воды котельной			
	На подпитку		На ГВС	
	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /сут
Котельная №1	353,0	14,70	-	177,0
Котельная №2 (БУТТиСТ)	32,0	1,30	-	-
Котельная №3 (ВОС)	12,0	0,50	-	-
Котельная №4	6,0	0,25	-	5,0
Котельная 4 микрорайон ж.д. №12	-	-	-	0,50
Котельная 4 микрорайон ж.д. №17	-	-	-	1,0
Котельная «Ханты-Мансийского банка»	-	-	-	0,1
Котельная «Аэропорт Белоярский»	8,2	0,34	-	-
Другие котельные	24,6	1,02	-	-
Всего:	435,7	18,11		183,6*

Примечание: \*- Расход воды на горячее водоснабжение учтён через норму водопотребления на человека

Подпитка тепловых сетей ЦГК №1 производится из системы горячего водоснабжения деаэрированной водой в обратный трубопровод в помещении ЦТП №4 («ГВС»).

Подпитка теплосети и заполнение системы котельной ГИБДД осуществляется умягчённой водой из бака подпиточной воды объемом - 1 м<sup>3</sup>.

Подпитка тепловой сети котельной ОАО «Аэропорт Белоярский, осуществляется насосом фирмы "WILO" MVI 203 из подпиточного бака, ATV-2000 фирмы «Aquatech», объёмом 2 м<sup>3</sup>. Химводоподготовка подпиточной воды - установка дозирования реагента «Комплексон-6».

Котельная «Северянка» подпитывается из водопроводной сети через водозабор. На водозаборе установлен комплекс водоочистной «Импульс-51/10», в котором происходит снижение концентрации растворенных в воде газов: углекислоты, сероводорода, метана. Данный комплекс располагается в теплоизолированном боксе и является составной частью станции водоснабжения (СВС).

Производительность по воде:

- максимальное значение  $5,0 \text{ м}^3/\text{ч}$  не более; минимальное значение соответствует минимальному предельному давлению воды на выходе –  $1,5 \text{ кгс/см}^2$ .

На котельной СУ-6 в качестве исходной воды используется вода из хозяйственно-питьевого водопровода, отвечающая требованиям ГОСТ 10704-91. Также установлен комплекс умягчения воды FS-56-09T производительностью  $1,4 \text{ м}^3/\text{ч}$  и резервная ёмкость умягчённой воды.

**1.7.2 Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

По информации, полученной от организаций занятых в сфере теплоснабжения Белоярского, водоподготовительные установки на обслуживаемых ими источниках тепла либо не предусмотрены, либо балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения не разрабатывались.

Для разработки схемы теплоснабжения г.п. Белоярский, указанные расчеты будут выполнены ООО «Техносоюз». При расчетах будет использовано, что в соответствии с пунктом 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» аварийная подпитка тепловых сетей от городской котельной в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления может осуществляться химически не обработанной и недеаэрированной водой.

# ОТЧЕТ

о качестве питьевой воды, подаваемой с водоочистных сооружений потребителям г. Белоярский, за 2012 год

N	Ингредиенты	Единицы измерения	январь 2012 г	февр. 2012 г	март 2012 г	апрель 2012 г	май 2012 г	июнь 2012 г	июль 2012 г	август 2012 г	сентябрь 2012 г	октябрь 2012 г	ноябрь 2012 г	декабрь 2012 г	средне-годовой 2012г	Норма по СанПиН 2.1.4 1074-01, не более
1	Температура	градус С	7,6	7,1	7,6	7,0	9,4	24,1	22,0							не нормируется
2	Запах при 20 С	баллы	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	0							2
3	Запах при 60 С	баллы	2 хлорн.	2 хлорн.	1 хлорн.	2 хлорн.	2 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.							2
4	Мутность	ЕМФ	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	2,136	<0,5	0,777							2,6(3,5)
5	РН		6,310	6,460	6,540	6,520	6,660	6,790	6,950							8 - 9
6	Железо общее	мг/дм3	0,201	<0,1	<0,1	0,125	0,182	0,313	0,399							0,3(1,0)
7	Жесткость общая	мг- экв/ дм3	0,686	0,604	0,587	0,718	0,608	0,491	0,492							7
8	Марганец	мг/дм3	0,485	0,417	0,483	0,012	<0,01	<0,01	<0,01							0,1(0,5)
9	Вкус и привкус при 20 С	баллы	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.	1 хлорн.							2
10	Сульфаты	мг/дм3	0,284	0,200	0,263	0,632	0,747	0,621	0,684							500
11	Сухой остаток	мг/дм3	<150	<150	<150	<150	<150	<150	<150							1000
12	Цветность	градус	10	10	10	10	15	15	15							20(35)
13	Хлориды	мг/дм3	26,675	24,849	18,042	15,000	17,024	15,711	19,263							350
14	Щелочность	мг- экв/ дм3	0,560	0,730	0,720	0,680	0,300	0,420	0,480							не нормируется
15	Окисляемость перм.	мг/дм3 O2	1,176	1,237	0,982	5,522	4,949	5,263	2,400							5
16	Аммоний-ион	мг/дм3	0,126	0,238	0,188	0,144	<0,1	<0,1	<0,1							2,0 ( по азоту)
17	Нитриты	мг/дм3	<0,003	<0,003	<0,003	<0,003	<0,003	<0,003	<0,003							3
18	Нитраты	мг/дм3	2,724	2,557	2,057	1,445	2,391	1,890	0,945							45
19	БПК полн	мг/дм3 O2	1,190	2,337	1,481	0,626	1,118	1,309	1,513							не нормируется
20	Алюминий остаточн.	мг/дм3	0,305	0,142	<0,04	0,222	0,362	0,114	0,106							0,5
21	Фтор	мг/дм3	0,106	<0,1	<0,1	0,130	0,161	0,105	0,116							1,2
22	Полифосфаты	мг/дм3	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	0,024	0,026	<0,01							3,5
23	Ортофосфаты	мг/дм3	0,024	0,020	0,024	0,018	<0,01	0,011	0,036							не нормируется
24	АПАВы	мг/дм3	<0,015	<0,015	<0,015	<0,015	<0,015	<0,015	<0,015							0,5
25	Нефтепродукты	мг/дм3	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02	<0,02							0,1

Начальник участка ВОС и КОС

Инженер-химик :

Инженер-технолог

И.Ю.Трушин

Р.Р.Якудина

А.В.Якудина

Рисунок 1.40 – Отчёт о качестве питьевой воды, подаваемый с водоочистных сооружений г.Белоярский за 2012г.

## **Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"**

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

В качестве основного топлива для источников тепловой энергии г. Белоярский используется газ горючий природный.

Газоснабжение г. Белоярский – централизованное, от двух независимых газораспределительных станций ГРС-1 и ГРС-2, расположенных на территории компрессорных станций КС «Верхнеказымская» и КС «Новоказымская». Кроме того, в восточной части населённого пункта установлена ГРС «Северянка».

Образцы паспортов качества газа используемого на котельных «ЮКЭК-Белоярский», выданные Инженерно-техническим центром ОАО «Газпром трансгаз Югорск», за сентябрь - ноябрь 2012 г. представлены на рисунках 1.41–1.43.

От ГРС отходят газопроводы высокого давления диаметром 159 мм, подводящие газ к газорегуляторным пунктам (ГРП) котельных и жилой застройки. В ГРП автоматически поддерживается постоянное давление газа в сетях, независимо от интенсивности газопотребления.



не 3

ОАО «ГАЗПРОМ»  
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»  
ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР



628260, г. Югорск Тюменской обл., ул. Промышленная, 21. тел. 2-74-08, факс 2-74-10.

Утверждаю  
Врио начальника ИТЦ



*Сидор*  
подпись

О.М.Сидорцев

"30" ноября 2012г.

ПАСПОРТ № 11-232-12  
качества газа за ноябрь 2012 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу  
"Игрим-Серов-Н.Тагил",  
покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов  
1-го дня последующего месяца через ГРС Комсомольского ЛПУМГ.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классифи-  
катору продукции ОК 005-93.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей  
газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки  
(транспортировки), технических соглашений.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.  
Место отбора проб газа: газопровод "Игрим-Серов-Н.Тагил". Показатели качества и их  
численные значения в таблице по п.п. 9-12 ГОСТ 5542 не регламентирует.
5. Фактическая теплота сгорания и число Воббе по п.п. 1, 2 таблицы определены на основа-  
нии 1 анализа за ноябрь месяц.



№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормир. значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1*	Теплота сгорания низшая при 25°C и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	33,50 (8001)
2	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	41,5-54,5 (9850-13000)	49,42 (11828)
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	не более 1,0	менее 0,005
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97, ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,02	-
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97, ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,036	-
6	Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	-
7**	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	не определяется
8	Температура точки росы газа по влаге	°C	ГОСТ 20060-83	ниже t° газа	-
9	Температура газа	°C	по данным ЛПУМГ	-	3,3
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	-	0,623
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	-	0,033
12	Плотность газа при 20°C и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	-	0,6782

Значения показателей по п. 1, 2, 3, 10, 11, 12 определены в испытательной лаборатории инженерно-технического центра, аттестат аккредитации № РОСС RU 0001 512565 от "23" декабря 2008 г.

Ответственный исполнитель

*Е.Н. Смирнова*

Е.Н. Смирнова

Начальник Службы УГ

*А.В. Бродовиков*

А.В. Бродовиков

Заполняется регионалом или филиалом ООО "Газпром межрегионгаз"

Копия паспорта выдана поставщиком

поименование региона или филиала

покупателю / потребителю (ненужное зачеркнуть) по его запросу

наименование предприятия

" " 20\_\_ г.

\*Для информации значение показателя так же указывается в ккал/м<sup>3</sup> (Приложение №3 Положение о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

\*\*Показатель определяется в тех случаях, когда поставка газа осуществляется организациями ОАО "ГАЗПРОМ" непосредственно потребителю. В соответствии с ПБ 12-529-03 "Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления" интенсивность запаха должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя). Пункты контроля, периодичность отбора проб, а так же интенсивность запаха (оdorization) должны определяться газораспределительными организациями, что должно быть отражено в договоре на поставку газа.

Рисунок 1.41 – Паспорт качества газа, ноябрь 2012 г.





ОАО «ГАЗПРОМ»



Ке 4

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»  
ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

628260, г. Югорск Тюменской обл., ул. Промышленная, 21. тел. 2-74-08, факс 2-74-10.

Утверждаю  
Главный инженер



*Сид* О.М. Старцев  
"01" 11 2012 г.

ПАСПОРТ № 10-210-12  
качества газа за октябрь 2012 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу  
"Уренгой-Ужгород",  
покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов  
1-го дня последующего месяца через ГРС Комсомольского ЛПУМГ.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классифи-  
катору продукции ОК 005-93.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей  
газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки  
(транспортировки), технических соглашений.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.  
Место отбора проб газа: газопровод "Уренгой-Ужгород".  
Показатели качества и их численные значения в таблице по п.п. 9-12 ГОСТ 5542  
не регламентирует.
5. Фактическая теплота сгорания и число Воббе по п.п. 1, 2 таблицы определены на основа-  
нии 2 анализов за октябрь месяц.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормир. значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1*	Теплота сгорания низшая при 25°C и 101,325 кПа	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 не менее 7600	34,16 8159
2	Число Воббе высшее	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	41,5-54,5 (9850-13000)	49,81 11897
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	не более 1,0	менее 0,005
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387 2-97, ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,02	-
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387 2-97, ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,036	-
6	Масса механических примесей в 1 м³	г/м³	ГОСТ 22387 4-77	не более 0,001	-
7**	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в	балл	ГОСТ 22387 5-77	не менее 3	не определяется
8	Температура точки росы газа по влаге	°C	ГОСТ 20060-83	ниже t° газа	-
9	Температура газа	°C	по данным ЛПУМГ	-	-
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	-	0,72
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.1-7-2008	-	0,121
12	Плотность газа при 20°C и 101,325 кПа	кг/м³	ГОСТ 17310-2002	-	0,696

Значения показателей по п. 1, 2, 3, 10, 11 определены в испытательной лаборатории инженерно-технического центра, аттестат аккредитации № РОСС RU 0001.512565 от "23" декабря 2008 г.

Ответственный исполнитель

С.А.Шмелев

Начальник Службы УГ

А.В. Бродовиков

Заполняется расчетным или физическим лицом (КЮГ) и передается потребителю

Копия паспорта выдана поставщиком

покупателю / потребителю (ненужное зачеркнуть) по его запросу

" " 20\_\_ г.

\*Для информации значение показателя так же указывается в ккал/м³ (Приложение №3 Положение о единицах измерения, допускаемых к применению в РФ).

\*\*Показатель определяется в тех случаях, когда поставка газа осуществляется организациями ОАО "ГАЗПРОМ" непосредственно потребителю. В соответствии с ПБ 12-529-03 "Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления" интенсивность запаха должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя). Пункты контроля, периодичность отбора проб, а так же интенсивность запаха (одоризации) должны определяться газораспределительными организациями, что должно быть оговорено в договоре на поставку газа.

Рисунок 1.42 - Паспорт качества газа, октябрь 2012 г.



ОАО «ГАЗПРОМ»

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»  
ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

628260, г. Югорск Тюменской обл., ул. Промышленная, 21. тел. 2-74-08. факс 2-74-10.

Утверждаю  
Врио начальника ИТЦ

В.Б. Гейцан

"01" 10 2012 г.

М.П.

ПАСПОРТ № 09-189-12  
качества газа за сентябрь 2012 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу  
**"Игрим-Серов-Н.Тагил",**  
покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов  
1-го дня последующего месяца через ГРС Комсомольского ЛПУМГ.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классифи-  
катору продукции ОК 005-93.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей  
газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки  
(транспортировки), технических соглашений.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.  
Место отбора проб газа: газопровод "Игрим-Серов-Н.Тагил".  
Показатели качества и их численные значения в таблице по п.п. 9-12 ГОСТ 5542  
не регламентирует.
5. Фактическая теплота сгорания и число Воббе по п.п. 1, 2 таблицы определены на основа-  
нии 2 анализов за сентябрь месяц.



№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормир. значение по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1*	Теплота сгорания низшая при 25°C и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,6 не менее 7600	33,44 7987
2	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2008	41,5-54,5 (9850-13000)	49,49 11820
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371 1-7-2008	не более 1,0	менее 0,005
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387 2-97. ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,02	-
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387 2-97. ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,036	-
6	Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387 4-77	не более 0,001	-
7**	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в	балл	ГОСТ 22387 5-77	не менее 3	не определяется
8	Температура точки росы газа по влаге	°C	ГОСТ 20060-83	ниже t° газа	-
9	Температура газа	°C	по данным ЛПУМГ	-	-
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371 1-7-2008	-	0,610
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371 1-7-2008	-	0,039
12	Плотность газа при 20°C и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 17310-2002	-	0,677

Значения показателей по п. 1, 2, 3, 10, 11 определены в испытательной лаборатории инженерно-технического центра, аттестат аккредитации № РОСС RU 0001 512565 от "23" декабря 2008 г.

Ответственный исполнитель \_\_\_\_\_ С.А. Цмелев

Начальник Службы УГ \_\_\_\_\_ А.В. Бродовиков

Заполняется респондентом или физлицом ООО "Газпром межрегионгаз"

Копия паспорта выдана поставщиком \_\_\_\_\_

покупателю / потребителю (ненужное зачеркнуть) по его запросу \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ 20 г.

\*Для информации значение показателя так же указывается в ккал/м<sup>3</sup> (Приложение №3 Положения о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

\*\*Показатель определяется в тех случаях, когда поставка газа осуществляется организациями ОАО "Газпром" непосредственно потребителю. В соответствии с ПБ 12-524-03 "Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления" интенсивность запаха должна обеспечиваться газотранспортной организацией в конечных точках газораспределительной сети (у потребителя). Пункты контроля, периодичность отбора проб, а так же интенсивность запаха (оdorization) должны определяться газораспределительными организациями, что должно быть оговорено в договоре на поставку газа.

Рисунок 1.43 – Паспорт качества газа, сентябрь 2012 г.

Фактическое потребление основного топлива котельными «ЮКЭК-Белоярский» за период 2010-2012 гг. приведено в таблицах 1.72-1.77.

Таблица 1.72 - Потребление основного топлива ЦГК №1

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	5,685	4,730	4,513
Февраль	5,088	4,366	3,939
Март	3,749	3,243	3,755
Апрель	2,815	2,274	2,432
Май	2,045	1,606	1,838

Июнь	0,506	0,707	0,479
Июль	0,449	0,500	0,349
Август	0,504	0,663	0,502
Сентябрь	1,934	2,334	1,574
Октябрь	2,371	3,598	2,549
Ноябрь	3,512	3,503	3,795
Декабрь	4,906	3,575	4,583
<b>Итого</b>	<b>33,565</b>	<b>31,100</b>	<b>30,309</b>

**Таблица 1.73 - Потребление основного топлива котельной №2**

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,465	0,331	0,442
Февраль	0,406	0,313	0,376
Март	0,344	0,274	0,356
Апрель	0,273	0,222	0,237
Май	0,156	0,113	0,137
Июнь	0	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	0,237	0,102	0,093
Октябрь	0,197	0,208	0,179
Ноябрь	0,280	0,366	0,222
Декабрь	0,352	0,381	0,417
<b>Итого</b>	<b>2,709</b>	<b>2,311</b>	<b>2,459</b>

**Таблица 1.74 - Потребление основного топлива котельной №3**

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,379	0,303	0,267
Февраль	0,313	0,294	0,256
Март	0,287	0,258	0,250
Апрель	0,266	0,180	0,206
Май	0,195	0,112	0,168
Июнь	0,029	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	0,059	0,071	0,048
Октябрь	0,206	0,134	0,219
Ноябрь	0,411	0,229	0,271
Декабрь	0,314	0,221	0,298
<b>Итого</b>	<b>2,459</b>	<b>1,802</b>	<b>1,984</b>

**Таблица 1.75 - Потребление основного топлива крышной котельной 4мкр. д.12**

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,011	0,017	0,022
Февраль	0,025	0,020	0,020
Март	0,020	0,017	0,019
Апрель	0,013	0,013	0,012

Май	0,011	0,009	0,010
Июнь	0,004	0,003	0,005
Июль	0,003	0,005	0,004
Август	0,004	0,007	0,004
Сентябрь	0,010	0,010	0,012
Октябрь	0,014	0,015	0,018
Ноябрь	0,020	0,020	0,020
Декабрь	0,038	0,020	0,024
Итого	0,173	0,155	0,169

**Таблица 1.76** - Потребление основного топлива крышной котельной 4мкр. д.12

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,009	0	0
Февраль	0,023	0	0
Март	0,017	0	0
Апрель	0,013	0	0
Май	0,010	0	0
Июнь	0,004	0	0
Июль	0,004	0	0
Август	0,004	0	0
Сентябрь	0	0	0
Октябрь	0	0	0
Ноябрь	0	0	0
Декабрь	0	0	0
<b>Итого</b>	<b>0,084</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 1.77** - Потребление основного топлива блочно-модульной котельной 4мкр. «Березка»

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0	0	0,032
Февраль	0	0	0,038
Март	0	0	0,040
Апрель	0	0	0,030
Май	0	0	0,023
Июнь	0	0	0,005
Июль	0	0	0,004
Август	0	0	0,004
Сентябрь	0	0	0,030
Октябрь	0	0,016	0,040
Ноябрь	0	0,027	0,048
Декабрь	0	0,027	0,056
<b>Итого</b>	<b>0</b>	<b>0,070</b>	<b>0,351</b>

Газоснабжение котельной «Аэропорт Белоярский осуществляется от газопровода высокого давления 0,6 МПа, диаметром Ду50, природным газом с низкой теплотворной способностью  $Q=8100$  ккал/нм<sup>3</sup> и удельным весом 0,68 кг/м<sup>3</sup>.

Максимальный расход газа на котельную составляет 230 м<sup>3</sup>/ч. Давление газа перед горелками поддерживается - 30 кПа.

Фактическое потребление основного топлива котельной «Аэропорт Белоярский» за период 2010-2012 гг. приведено в таблице 1.78.

**Таблица 1.78 - Потребление основного топлива котельной «Аэропорт»**

Месяц	Потребление топлива, млн.м <sup>3</sup>		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,085	0,077	0,099
Февраль	0,080	0,071	0,074
Март	0,065	0,062	0,060
Апрель	0,044	0,043	0,038
Май	0,032	0,029	0,021
Июнь	0,000	0,000	0,000
Июль	0,000	0,000	0,000
Август	0,000	0,000	0,001
Сентябрь	0,025	0,012	0,018
Октябрь	0,031	0,029	0,034
Ноябрь	0,052	0,060	0,063
Декабрь	0,088	0,090	0,077
<b>Итого</b>	<b>0,501</b>	<b>0,474</b>	<b>0,484</b>

Подача природного газа на котельную базы СУ-6 осуществляется от надземного газопровода среднего давления Ду 50 на территории промышленной площадки. Давление газа в точке подключения согласно - 0,3 МПа. Фактическое потребление основного топлива котельной СУ-6 за период 2010-2012 гг. приведено в таблице 1.79.

**Таблица 1.79 - Потребление основного топлива котельной СУ-6**

Месяц	Потребление топлива, н.м <sup>3</sup>		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	96,796	104,4	108
Февраль	67,19	103	94,409
Март	56,373	88	91,95
Апрель	43,12	57	52,631
Май	0	0	0
Июнь	0	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	6,646	0	0
Октябрь	15,567	55,8	64,784
Ноябрь	43,412	90	89,864
Декабрь	95,643	90	108,588
<b>Итого</b>	<b>424,747</b>	<b>588,2</b>	<b>610,226</b>

Газоснабжение котельной ГИБДД осуществляется от газопровода низкого давления ф57х3. Основное топливо – природный газ с низшей теплотой сгорания  $Q_H = 8040$  ккал/м<sup>3</sup>. Фактическое потребление основного топлива котельной ГИБДД за период 2010-2012 гг. приведено в таблице 1.80.

**Таблица 1.80** - Потребление основного топлива котельной ГИБДД

Месяц	Потребление топлива, н.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	3089	3117	3063
Февраль	4829	2763	2619
Март	2441	2173	2508
Апрель	1639	1482	1258
Май	690	663	915
Июнь	0	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	858	0	994
Октябрь	1451	1617	1305
Ноябрь	2014	2579	2374
Декабрь	3225	3240	2635
<b>Итого</b>	<b>17011</b>	<b>14394</b>	<b>15036</b>

Фактическое потребление основного топлива котельной «Северянка» за период 2010-2012 гг. приведено в таблице 1.81.

**Таблица 1.81** - Потребление основного топлива котельной базы спорта и отдыха «Северянка»

Месяц	Потребление топлива, млн.м3		
	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Январь	0,028	0,031	0,028
Февраль	0,030	0,029	0,026
Март	0,029	0,022	0,022
Апрель	0,012	0,016	0,013
Май	0,009	0,010	0,009
Июнь	0,005	0,005	0,004
Июль	0,003	0,004	0,002
Август	0,005	0,006	0,005
Сентябрь	0,011	0,010	0,009
Октябрь	0,016	0,013	0,014
Ноябрь	0,023	0,023	0,019
Декабрь	0,032	0,023	0,023
<b>Итого</b>	<b>0,205</b>	<b>0,192</b>	<b>0,173</b>

Информации по количеству потребляемого основного топлива котельной «Ханты-Мансийский банк» - не предоставлено.



### ***1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями***

На котельных «ЮКЭК-Белоярский», «Аэропорт Белоярский», СУ-6, ГИБДД, «Ханты-Мансийский банк», «Северянка» резервное и аварийное топливо - не предусмотрено.

В котельной «Аэропорт Белоярский» предусматривается аварийное дизельное топливо для одного котла мощностью 1,0 МВт. Подача топлива в котельную осуществляется от передвижной автомобильной цистерны.

Система топливоподачи состоит из узла приёма топлива, топливного бака, системы топливопроводов и горелки котла. Схема топливоснабжения с циркуляционным трубопроводом.

Максимальный расход дизельного топлива составляет, кг/час:

- на один котёл – 90;
- на котельную – 90.

Объем расходной ёмкости в котельной – 2 м<sup>3</sup>, резерв на предприятии – 10 т.

### ***1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки***

Поставщиком природного газа для городских котельных «ЮКЭК-Белоярский» является ЗАО «Газпром межрегионгаз Север». Газораспределительной организацией является ОАО «Белоярскагаз». Образцы паспортов качества газа, выданные Инженерно-техническим центром ОАО «Газпром трансгаз Югорск», за сентябрь - ноябрь 2012 г. представлены на рисунках 1.41-1.43.

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

На основании информации о режимах поставки основного топлива (природного газа) на теплоисточники в периоды резких похолоданий (при температурах наружного воздуха, близких к расчетным), полученной «ЮКЭК-Белоярский» и других эксплуатирующих организаций, проведен анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха. Результаты анализа показали отсутствие снижения объемов поставки природного газа. Также, в эти периоды не

наблюдалось падения давления в газопроводах и отклонения физико-химических свойств газа от договорных параметров. Ограничений на потребление газа для источников системы теплоснабжения Белярского не вводилось.

## Часть 9 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"

В Белоярском регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения по состоянию на 01.01.2013 осуществляют «ЮКЭК-Белоярский», «Аэропорт Белоярский», и СУ-6. В таблицах 1.82-1.84 представлены результаты хозяйственной деятельности указанных предприятий в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

Столбец 3 таблиц содержит плановые технико-экономические показатели, установленные на 2012 г. региональной службой по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа, столбец 4 – фактические показатели деятельности Предприятий. Столбец 5 показывает отклонение фактического значения технико-экономического показателя от установленного планового показателя (тариф).

**Таблица 1.82 - Анализ хозяйственной деятельности «ЮКЭК-Белоярский»**

Наименование показателя	Ед. измерения	Период		Отклонение (-экономия,+ перерасход)
		Тариф на 2012г.	Факт за 2012г.	
Годовой полезный отпуск тепла	тыс. Гкал/год	251,0	234,6	-16,4
Годовой расход натурального топлива	тыс. м3/год	40557	38697	-1860
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т./год	46640	44502	-2139
Средний коэффициент перевода натурального топлива в условное (газ горючий, природный)	-	1,15	1,15	-
Годовой расход электроэнергии	млн. кВт	9,807	11,864	2
Годовой расход воды	тыс. м3	147,48	138,78	-9
Стоимость 1000 м3 топлива	тыс. руб.	2,30	2,33	0
Стоимость 1000 м3 воды	тыс. руб.	49,73	56,29	7
Стоимость 1000 кВт/час электроэнергии	тыс. руб.	3,081	2,947	-0,134
Численность персонала	чел.	95	95	0
Годовые производственные затраты	тыс. руб.	235 945	249 753	13808
Годовые эксплуатационные затраты	тыс. руб.	4 882,62	4 830,03	-53

Удельный расход на 1 Гкал отпущенного тепла	т у.т	185,818	189,690	4
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла	Руб.	940,02	1 064,58	125
в том числе топливная составляющая	Руб.	372,09	383,71	12

**Таблица 1.83** - Анализ хозяйственной деятельности «Аэропорт Белоярский»

Наименование показателя	Ед. измерения	Период		Отклонение (-экономия,+ перерасход)
		Тариф на 2012г.	Факт за 2012г.	
Годовой полезный отпуск тепла	тыс. Гкал/год	4,0	4,0	0,0
Годовой расход натурального топлива	тыс. м3/год	554	492	-62
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т. /год	637	566	-72
Средний коэффициент перевода натурального топлива в условное (газ горючий, природный)		1,15	1,15	
Годовой расход электроэнергии	млн. кВт	0,093	0,116	0,023
Годовой расход воды	тыс. м3	0,49	0,69	0,200
Стоимость 1000 м3 топлива	тыс. руб.	3,17	3,77	0,602
Стоимость 1000 м3 воды	тыс. руб.	49,53	50,14	0,61
Стоимость 1000 кВт/час электроэнергии	тыс. руб.	2,975	2,672	-0,303
Численность персонала	чел.	7,5	8	1
Годовые производственные затраты	тыс. руб.	5 897	7 635	1738
Годовые эксплуатационные затраты	тыс. руб.	311,24	313,00	2
Удельный расход отпущенного тепла	т у.т./Гкал.	160,739	142,699	-18
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла	руб.	1 487,27	1 925,64	438
в том числе топливная составляющая	руб.	442,50	467,58	25

**Таблица 1.84** - Анализ хозяйственной деятельности СУ-6.

Наименование показателя	Ед. измерения	Период		Отклонение (-экономия,+ перерасход)
		Тариф на 2012г.	Факт за 2012г.	
Годовой полезный отпуск тепла	тыс. Гкал/год	7,1	4,4	-2,7
Годовой расход натурального топлива	тыс. м3/год	960	610	-350

Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т. /год	1104	702	-402
Средний коэффициент перевода натурального топлива в условное (газ горючий, природный)	-	1,15	1,15	-
Годовой расход электроэнергии	млн. кВт	0,152	0,161	0,010
Годовой расход воды	тыс. м3	1,52	10,19	9
Стоимость 1000 м3 топлива	тыс. руб.	2,96	3,10	0,136
Стоимость 1000 м3 воды	тыс. руб.	41,62	37,84	-4
Стоимость 1000 кВт/час электроэнергии	тыс. руб.	2,652	2,386	-0,266
Численность персонала	чел.	3	3	0
Годовые производственные затраты	тыс. руб.	4 957	5 451	494
Годовые эксплуатационные затраты	тыс. руб.	66,73	685,46	619
Удельный расход отпущенного тепла	т у.т./Гкал.	155,016	158,245	3
Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла	руб.	696,17	1 229,63	533
в том числе топливная составляющая	руб.	399,09	426,08	27

## Часть 10 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"

*1.11.1 Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет*

Тарифы на тепловую энергию для потребителей Белоярского устанавливаются Региональной службой по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (с изменениями на 27.07.2010), Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (с изменениями на 29.09.2010), приказом Федеральной службы по тарифам от 08.04.2005 № 130-э «Об утверждении Регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» (с изменениями на 06.04.2009), постановлением Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 30.06.2010 № 112 «О Региональной службе по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры» (с изменениями на 18.08.2010), на основании обращений энергоснабжающих организаций и протокола правления Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

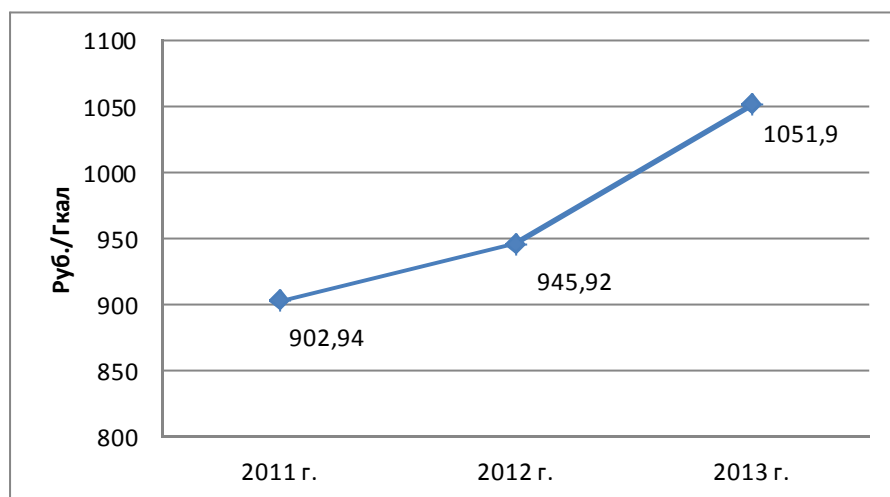
Результаты экспертизы дел «Об установлении тарифов на тепловую энергию» для теплоснабжающих организации, проведённой Региональной службой по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, представлены в таблице 1.85.

**Таблица 1.85** - Тарифы на тепловую энергию для потребителей с 01.01.2011 года

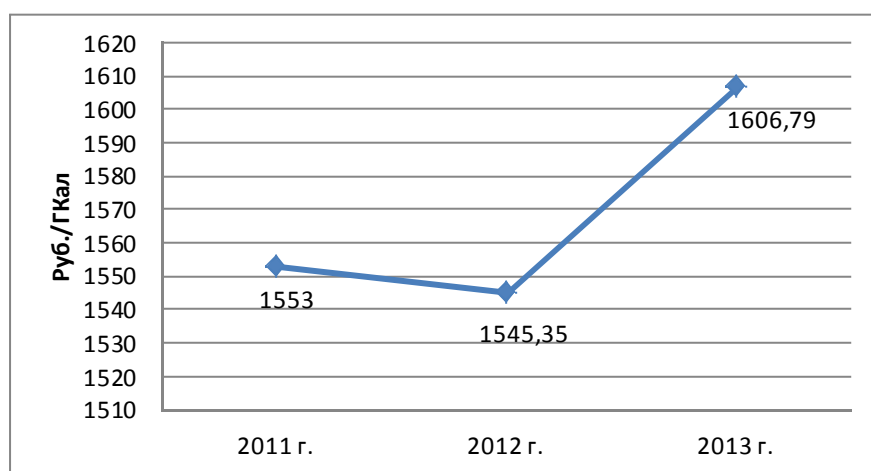
Наименование тепло- снабжающей организа- ции	Утверждённые РСТ Югры одно ставочные тарифы на тепловую энергию, от- пускаемую в горячей воде, Руб./Гкал, (без НДС)		
	2011г.	2012г.	2013г.
ОАО "ЮКЭК-Белоярский"	902,94	945,92	1051,90
ОАО "Аэропорт Белояр-	1553,00	1545,35	1606,79

ский"			
ООО "Югорскремстрой-газ" СУ-6	714,97	714,97	714,97

Динамика утверждённых тарифов, установленных Региональной службой по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа – Югры для теплоснабжающих организаций Белоярского, приведена на рисунках 1.44 – 1.46.

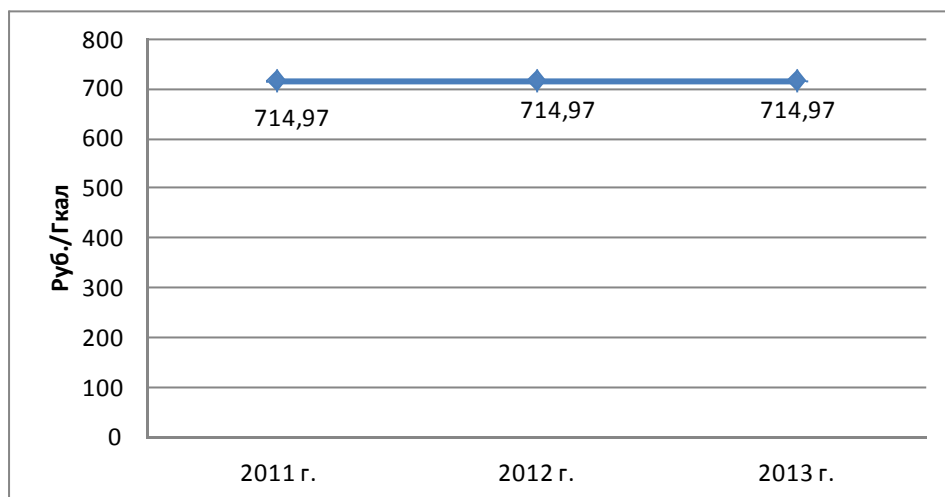


**Рисунок 1.44** - Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для "ЮКЭК-Белоярский" за 2011-2013 гг.



**Рисунок 1.45** – Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для "Аэропорт Белоярский" за 2011-2013 гг.





**Рисунок 1.46** - Динамика утверждённых тарифов на тепловую энергию для СУ-6 за 2011-2013 гг.

В соответствии с проведенным анализом:

- в 2012 г. рост тарифа на тепловую энергию для теплоснабжающих организаций Белоярского составил 1,42%.
- в 2013 г. рост тарифа на тепловую энергию для теплоснабжающих организаций Белоярского составил 5,06%.

В целом за период с 2011 по 2013 гг. средний рост тарифа на тепловую энергию составил 6,65%.

#### **1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

На основании протоколов рассмотрения калькуляции расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии за 2013 г., предоставленных теплоснабжающими организациями, был проведён анализ структуры тарифов.

На основании анализа протоколов калькуляции расходов на производство тепловой энергии можно сделать следующие выводы:

Необходимая валовая выручка (далее НВВ) на услуги теплоснабжения для «Аэропорт Белоярский» за 2013 г. составила 6,4 млн. руб., Себестоимость 6,1 млн. руб. из нее: 32% - энергоресурсы (газ, электроэнергия и пр.) 43% - ФОТ с отчислениями, 5% - амортизация, 8%-общехозяйственные расходы, 5% - цеховые расходы, 7%-остальные расходы.

НВВ на услуги теплоснабжения для «ЮКЭК-Белоярский» за 2013 г. составила 254 млн. руб., Себестоимость 252,3 млн. руб. из нее: 57%-энергоресурсы (газ, электроэнергия и пр.) 16% - ФОТ с отчислениями, 5%- арендные платежи, 2%-расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, 4% - цеховые расходы, 10% - общехозяйственные расходы, 6% - прочие расходы.

НВВ на услуги теплоснабжения для СУ-6 за 2013 г. составила 5,1 млн. руб., Себестоимость 5 млн. руб. из нее: 66 %-энергоресурсы (газ, электроэнергия и пр.) 19% - ФОТ с отчислениями, 1%- расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, 3% - услуги производственного характера, 7% - цеховые расходы, 4% - прочие расходы.

#### **1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности**

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

На основании информации указанной в письме Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 01.02.2013 № 24-Исх-225 в адрес ООО «Техносоюз» (копия приведена в приложении И), подготовленного по запросу от 18.01.2013 № 100/12/13 (копия приведена в приложении Ж) на момент разработки схемы теплоснабжения Белоярского плата за подключение к системе теплоснабжения Белоярский Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры не устанавливалась, по причине отсутствия методических указаний по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения. В соответствии с вышеуказанным поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности - отсутствует.

**1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности.

На основании информации указанной в письме Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры в адрес ООО «Техносоюз» от 01.02.2013 № 24-Исх-225 в адрес ООО «Техносоюз» (копия приведена в приложении И), подготовленного по запросу от 18.01.2013 № 100/12/13 (копия приведена в приложении Ж) на момент разработки схемы теплоснабжения Белоярского плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, в том числе для социально значимых категорий потребителей Белоярского Региональной службы по тарифам Ханты-Мансийского автономного округа - Югры не устанавливалась, по причине отсутствия методических указаний по установлению платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности.

## **Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"**

Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения Белоярского в зоне ответственности «ЮКЭК-Белоярский» указанные в настоящем отчете приведено из материалов «Пояснительной записки к плану технических мероприятий, направленных на модернизацию систем коммунальной инфраструктуры на территории Белоярского района, на 2010 год по ОАО «ЮКЭК - Белоярский» и «Инвестиционной программы Открытого акционерного общества «ЮКЭК-Белоярский» по реконструкции, модернизации и развитию системы теплоснабжения на территории муниципального образования Белоярский район на 2011 2020гг.», с учетом выполненных работ до начала разработки настоящей схемы теплоснабжения, а также информации полученной от специалистов «ЮКЭК - Белоярский» на стадии проведения ППИ.

По информации «Аэропорт Белоярский», СУ-6, ГИБДД, «Ханты-Мансийский банк», «Северянка» существующие технические и технологические проблемы в системе теплоснабжения Белоярского в их зоне ответственности - отсутствуют.

### ***1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)***

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский», основными существующими проблемами организации качественного теплоснабжения Белоярского в их зоне ответственности являются:

- нестабильный гидравлический режим сетей отопления, отсутствие регулировки на сетях теплоснабжения, приводящие к «перетокам» объектов, ближайших к источникам теплоснабжения;
- сверхнормативные потери в тепловых сетях по причине прокладки тепловых сетей в районах с высоким уровнем грунтовых вод (7, 5, 5а и части 3 микрорайона) приводящие к «недотопам» потребителей.

**1.12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский», основными существующими проблемами организации надежного и безопасного теплоснабжения Белоярского в их зоне ответственности являются:

- высокая степень износа котельного оборудования. Большая часть котлов имеет срок эксплуатации более 15 лет;
- отсутствие в установленные сроки проведения капитального ремонта основного оборудования 1 очереди ЦГК №1;
- отсутствие резерва располагаемой тепловой мощности на ЦГК №1, котельных №2 и №3 позволяющего выдать тепло при максимальном потреблении (при расчетных температурах наружного воздуха в холодный период);
- отсутствие на ЦГК №1, котельных №2 и №3 резервного топлива;
- высокий уровень износа трубопроводов тепловых сетей. Нуждаются в замене не менее 5 % тепловых сетей;
- отсутствие резервных схем подачи теплоносителя по тепловым сетям от ЦГК №1 до ЦТП;
- отсутствие системы диспетчерского управления, позволяющей централизованно собирать информацию со всех объектов теплоснабжения и обеспечить контроль и автоматическую регулировку функционирования системы теплоснабжения.

**1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский», основными существующими проблемами развития систем теплоснабжения Белоярского в их зоне ответственности являются:

- отсутствие резерва располагаемой тепловой мощности на ЦГК №1, котельных №2 и №3 позволяющего выдать тепло при максимальном потреблении (при расчетной и минимальной температуре наружного воздуха в холодный период года);

- высокий уровень износа трубопроводов тепловых сетей. Нуждаются в замене не менее 5 % тепловых сетей;

- отсутствие резервных схем подачи теплоносителя по тепловым сетям от ЦГК №1 до ЦТП;

#### ***1.12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения***

В качестве основного топлива на существующих источниках тепловой энергии системы теплоснабжения Белоярского используется природный газ.

Проблем в обеспечении действующих систем теплоснабжения топливом не наблюдалось - как в номинальном режиме работы источников тепловой энергии, так и в периоды резких похолоданий.

#### ***1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения***

По информации, полученной от «ЮКЭК-Белоярский» в 2010г., надзорным органом - Северо-Уральским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору проведена плановая проверка. Проверке подвергались вопросы общей организации работы в тепловых энергоустановках в организации, эксплуатации котельных и тепловых пунктов, и других сфер деятельности. По результатам проверки «ЮКЭК-Белоярский» выдано предписание об устранении нарушений №028-ПХ/3 от 24.02.2010. Для устранения замечаний в «ЮКЭК-Белоярский» были подготовлены мероприятия утвержденные директором организации 26.02.2010, которые были выполнены в установленные сроки, о чем сообщено в установленном порядке в контролирующий орган.

Предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы – им не выдавалось.

По информации, полученной от «Аэропорт Белоярский», СУ-6, «Ханты-Мансийский банк», ГИБДД и «Северянка» предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы – им не выдавалось.

## Приложение А



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

**ТЕХНОСОЮЗ**

Юридический адрес:  
105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д.9.  
ИНН/КПП 7718647679/771801001  
Р/с 40702810900390000942 в  
"Банк Москвы" (ОАО), г. Москва  
К/с 30101810500000000219,  
БИК 044525219  
Тел.: 8 (495) 258-45-35, (495) 789-68-60  
Факс: 8 (495) 363-48-69  
E-mail: mbereznik@mail.ru bmi@t-souz.ru  
Web: www.t-souz.ru

№ 5/13 от «09» января 2013г.  
на № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

«О разработке схемы теплоснабжения»

Главе администрации  
городского поселения Белоярский  
**Н.Ф.Басырову**

**Уважаемый Наиль Фаридович!**

Настоящим общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» (далее - ООО «Техносоюз») в соответствии с требованиями пункта 9 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения» утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (далее – Постановление) уведомляет Вас, что во исполнение условий договора №85п от 25.12.2012, заключенного с АНО «Центр энергосбережения Югры», ООО «Техносоюз» начата разработка схемы теплоснабжения городского поселения Белоярский.

Указанное уведомление органы местного самоуправления, в соответствии с требованиями Постановления, обязаны разместить на официальном сайте поселения в сети Интернет в течение 3 календарных дней с даты его поступления. В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать информацию о разработке схем теплоснабжения, материалы по разрабатываемой и (или) утвержденной схеме теплоснабжения, проекты схем теплоснабжения на официальных сайтах, указанная информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Информация о разработке схем теплоснабжения поселений, входящих в муниципальный район, может размещаться на официальном сайте этого муниципального района (официальный сайт Белоярского района).

С уважением,  
Генеральный директор

Исп. Грибанов М.А.  
8 (495) 789 68 60



**Р.Р.Закимов**



## Приложение Б



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

**ТЕХНОСОЮЗ**

Юридический адрес:  
105122, г. Москва, Щёлковское шоссе, д.9.  
ИНН/КПП 7718647679/771801001  
Р/с 40702810900390000942 в  
"Банк Москвы" (ОАО), г. Москва  
К/с 30101810500000000219,  
БИК 044525219  
Тел.: 8 (495) 258-45-35, (495) 789-68-60  
Факс: 8 (495) 363-48-69  
E-mail: mbereznik@mail.ru bmi@t-souz.ru  
Web: www.t-souz.ru

№ 100/9/13 от «16» января 2013г.  
на № \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

«О предоставлении исходных данных для разработки схемы теплоснабжения и соответствующей электронной модели»

Главе  
Белоярского района  
С.П.Маненкову

**Уважаемый Сергей Петрович!**

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» (статья 23), и для реализации мероприятий, включенных в Целевую программу "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре на 2011 - 2015 годы и на перспективу до 2020 года», утвержденную Постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа - Югры от 23.06.2011 №237-п, по договору заключенному с автономной некоммерческой организацией «Центр энергосбережения Югры» ООО «Техносоюз» приступило (письмо №5/13 от 09.01.2013) к разработке схемы теплоснабжения и соответствующей электронной модели городского поселения Белоярский, Белоярского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры (далее – схема). Целью создания схемы является оптимизация системы теплоснабжения муниципального образования, исходя из существующего состояния и перспективы развития, удовлетворения имеющегося спроса на тепловую энергию и теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду.

Для разработки схемы специалистами ООО «Техносоюз» будет собрана и проанализирована вся необходимая исходная информация, в объеме требований Постановления Правительства Российской Федерации от 22.03.2012 №154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и других нормативно-правовых актах, по работе котельных и тепловых сетей, существующей городской застройке и перспективе их развития и ряд других вопросов.

Руководствуясь Решением Думы Белоярского района от 21.09.2012 №293 «О соглашениях о передаче осуществления части полномочий органов местного самоуправления городского и сельских поселений в границах Белоярского района органам местного самоуправления Белоярского района и о передаче осу-



**Опросный лист  
для получения исходных данных необходимых для разработки схемы тепло-  
снабжения муниципального образования, включая электронную модель систе-  
мы теплоснабжения»**

Приложение №1

<i>Общие сведения по муниципальному образованию</i>	
1. Существующая на 01.01.2012 численность населения города, а также прогнозируемый рост численности населения на период до 2027 года*.	
2. Данные по существующей застройке с разбивкой по жилым и многоквартирным домам, общественным зданиям, производственным зданиям промышленных предприятий.**	
3. Планируемый ввод и снос строительных фондов с выделением ежегодной краткосрочной перспективы с 2013 по 2017 г. и долгосрочной перспективы по пятилетним периодам с 2018-2022 гг. и с 2023-2027 гг. (этапы).***	
4. Утвержденный Генеральный план развития города в векторном, растровом формате или на бумажном носителе, с указанием принятой и утвержденной в городе сетке территориального деления (кадастровый квартал) с выделением решений этапам строительства****.	
5. Утвержденная топографическая основа города в электронном виде с разбивкой по слоям (жилые дома, здания-сооружения, дороги, гидрография, районы, микрорайоны, кварталы и т.п.) М1:2000*****.	
6. Геология по различным районам города или поселка с указанием наиболее уязвимых мест (карстовые образования, скотомогильники, просадочные грунты, указание уровня грунтовых вод и т.д.)	
6. Данные о температуре грунта на глубине 1,2м за 2012год	

**Примечание:**

\* - форма для заполнения приведена в таблице 1

\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 2

\*\*\* 1. форма для заполнения приведена в таблице 3

2. по намечаемым к строительству и реконструируемым производственным потребителям в расчетном элементе территориального деления указывается планируемый источник для их обеспечения тепловой энергией.

3. сведения по каждому проектируемому к строительству и реконструируемому производственному предприятию прикладывается:

- прогноз спроса на тепловую мощность и тепловую энергию для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных зданий (в горячей воде и паре);
- прогноз спроса на тепловую мощность и тепловую энергию для целей обеспечения технологических процессов производственных потребителей (в горячей воде и паре).

\*\*\*\* в состав прилагаемых документов входят:

- пояснительная записка к утвержденному генеральному плану;
- опорный план (карта) территории поселения, городского округа, входящая в состав генерального плана;
- планы (карты) развития территории поселения, городского округа по очередям (этапам) строительства;

- планы (карты) развития территории поселения, городского округа по очередям (этапам) строительства;
- утвержденные и разрабатываемые проекты планировки и межевания территории поселения, городского округа с обосновывающими материалами по реализации генерального плана;
- чертежи планировки и межевания территории.

\*\*\*\*\* Данные предоставляются с учетом:

- Утвержденных границ кадастрового деления территории поселения, городского округа, в соответствии с Приказом Минэкономразвития № 416 от 19 декабря 2009 года «Об установлении перечня видов и состава сведений публичных кадастровых карт», в части следующих общедоступных кадастровых сведений: границ единиц кадастрового деления; границ муниципального образования; границ населенного пункта; границ зон с особыми условиями использования территорий; границ земельных участков; контуров зданий, сооружений, объектов незавершенного строительства на земельных участках; номеров единиц кадастрового деления; кадастровых номеров земельных участков, зданий, сооружений. При отсутствии данных кадастрового деления территории поселения или их неполноты – предоставляются данные о территориальном делении, установленные в утвержденном генеральном плане с детализацией по проектам планировок и межевания территории, утвержденным в проектах реализации генерального плана.

Данные о границах кадастрового деления территории поселения, городского округа, опорный план территории, планы развития территории по очередям строительства, проекты планировки и межевания территории, чертежи проектов планировки и межевания территории, предоставляются в формате “\*.mif/\*.mid”, обеспечивающем его непосредственное транспонирование в электронную модель системы теплоснабжения городского округа. Допускается предоставление данных в других форматах, если они обеспечиваются конвертором данных.

Таблица 1 - Численность населения

форма

Наименование единиц территориального деления	Численность населения, тыс. чел. на начало года:							
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018-2022 гг.	2023-2027 гг.
..... район								
в том числе:								
микрорайон .....								
..... район								
в том числе:								
микрорайон .....								
Всего по городу								

Таблица 2 – Сведения о существующей жилой застройке (дома, с централизованным теплоснабжением)

форма

№ № п/п	Адрес	Год постройки, серия здания, материал стен, процента износа здания	Количество жителей, чел.	Строительный объем здания, м3	Высота здания/этажность, м/ед.	Назначение здания, тип потребителя (промышленное предприятие, административно - общественное здание, жилые дома, многоквартирные дома)	Наличие отапливаемого подвала (да/нет)
	Диспетчерское наименование источника теплоснабжения						
	Ул. .... Д. ....						
	Диспетчерское наименование источника теплоснабжения						
	Ул. .... Д. ....						



**Таблица 3 - Размещение строительных фондов\***

Наименование единиц территориального деления	Отапливаемая площадь, тыс. м2					Производственные здания промышленных предприятий	Всего
	Сносимые здания	Жилые и многоквартирные дома		Общественные здания			
		1-3 эт.	5 эт. и выше				
..... район		на 01.01.2013					
Всего по городу							
..... район		на 01.01.2014					
Всего по городу							
..... район		на 01.01.2015					
Всего по городу							
..... район		на 01.01.2016					
Всего по городу							
..... район		на 01.01.2017					
Всего по городу							
..... район		на 01.01.2018					
Всего по городу							
..... район		на период 2018-2022 гг.					
Всего по городу							
..... район		на период 2023-2027 гг.					
Всего по городу							
..... район							
Всего по городу							

\* - с данными по площадям строительных фондов должны быть приложены графические материалы с указанием их планируемых к строительству пятен застройки

**Опросный лист**  
**для получения исходных данных необходимых для разработки схемы тепло-**  
**снабжения муниципального образования, включая электронную модель си-**  
**стемы теплоснабжения»**

Приложение №2

<i>Сведения организациям осуществляющим деятельность в сфере теплоснабжения</i>		
1. Годовые отчеты хозяйственной деятельности за 2010-2012 гг. и пояснительные записки к ним.		
2. Годовые бухгалтерские балансы (форма №1) на последние три отчетные даты.		
3. Годовые отчеты о прибылях и убытках (форма № 2) на последние три отчетные даты.		
4. Действующая учетная политика организации.		
5. Экспертные заключения Региональной службы по тарифам об установлении тарифа на тепловую энергию на текущий период регулирования и на 3 периода, предшествовавших установлению текущего тарифа.		
6. Протоколы рассмотрения калькуляции расходов, связанных с производством, производством и передачей тепловой энергии на текущий период регулирования и на 3 периода, предшествовавших установлению текущего тарифа.		
7. Фактические данные о собираемости платежей за отпущенное тепло как по категориям потребителей (население, бюджет, прочие), так и в целом по организации за 2010-2012 гг., %		
8. Расшифровка к стоимости основных средств (ОС), участвующих в производстве, и передаче тепловой энергии	8.1 наименование объекта ОС	
	8.2. тип ОС объекта (здание котельной, сооружение, основное оборудование, силовое оборудование, теплотрассы, прочие)	
	8.3. владелец/арендатор (дата и № договора с арендодателем (копию договора приложить к расшифровке))	
	8.4. первоначальная стоимость ОС, руб.	
	8.5. год ввода ОС	
	8.6. норма амортизационных отчислений, %	
	8.7. амортизационные отчисления в текущем периоде регулирования, руб.	
	8.8. остаточная стоимость ОС на начало текущего периода регулирования, руб.	
	8.9. остаточная стоимость ОС на конец текущего периода регулирования, руб.	
9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепла и участков тепловой сети и результаты их исполнения		

10. Отчет по последнему энергетическому обследованию.	
11. Существующие программы перспективного развития по организации на 2013-2020 гг. (вновь вводимые мощности, демонтируемые мощности и предлагаемые к выводу в холодный резерв, строительство и реконструкция тепловых сетей)).	
12. Предложения по реконструкции (модернизации) источника выработки тепла, с указанием планируемого периода производства работ и их объемов.	
13. Планы по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя на источниках выработки тепла, ЦТП и у потребителей на период 2013-2027 гг.	
14. Перечень отдельных категорий потребителей, в том числе социально-значимых, для которых установлены льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель и их спрос на тепловую мощность и тепловую энергию	
15. Информация о плате за подключение к системе теплоснабжения и плате по поддержанию резервной мощности.	
16. Перечень потребителей, с которыми, в перспективе, могут быть заключены свободные долгосрочные договоры теплоснабжения и их спрос на тепловую мощность и тепловую энергию	
17. Перечень потребителей, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене и их спрос на тепловую мощность и тепловую энергию.	
18. Анализ работы диспетчерских служб организации и используемые средства автоматизации, телемеханизации и связи	
19. База данных по заявкам на подключение потребителей к источникам, коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающих организаций за 2012 г. и выданные по заявкам технические условия. Данные по заявкам на подключение и выданным техническим условиям на 2013-2014гг.	
20. Утвержденные нормативы, используемые для расчета безучетных потребителей на нужды отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, Гкал/м <sup>2</sup>	



**Опросный лист**  
**для получения исходных данных необходимых для разработки схемы тепло-**  
**снабжения муниципального образования, включая электронную модель си-**  
**стемы теплоснабжения»**

Приложение №3

<i>Сведения по источникам теплоснабжения</i>		
1. Данные по зданию котельной города с указанием данных	1.1. Диспетчерское наименование и адрес	
	1.2. год постройки, серия здания, процент износа	
	1.3.этажность, преобладающая высота этажа, наличие подвалов	
	1.4. общая площадь, строительный объем здания	
	1.5. преобладающие материалы, использованные в несущих и ограждающих конструкциях	
2. Тип источника.		
3. Принципиальная тепловая схема.		
4. Установленная и располагаемая (за 2008-2012 гг.) тепловая мощность, причины снижения установленной мощности (снижение КПД основного оборудования, консервация и проч.).		
5. Характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной, год ввода в эксплуатацию*	5.1. котлы	
	5.2. теплообменное оборудование	
	5.3. баки-аккумуляторы	
	5.4.сетевые насосы	
	5.4.подпиточные насосы	
	5.5.насосы сырой воды	
	5.6.питательные насосы	
	5.7.насосы летнего режима	
	5.8.паровые насосы	
	5.9.топливные насосы	
	5.10. насосы, используемые для нужд ХВО	
	5.11.деаэрактор	
	5.12.экономайзер	
	5.13.воздухоподогреватель	
	5.14.турбины	
5.15. РУ или РОУ		
6. КПД котлов	6.1.паспортный	
	6.2.фактический	
7. Данные по эксплуатации основного оборудования	7.1. остаточный парковый ресурс	
	7.2. результаты последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	
	7.3. срок продления ресурса и мероприятия по продлению	



	ресурса		
	существующие ограничения по отпуску тепловой мощности		
8. Вид и характеристика топлива**.	основное		
	резервное		
	аварийное		
9. Фактические расходы основного, резервного и аварийного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.***			
10. Тип схемы теплоснабжения (открытая, закрытая).			
11. Способ регулирования (качественный, количественный).			
12. Способы учета тепла (коммерческого, технического) отпущенного в сеть (приборный, расчетный), состав оборудования узлов учета. Данные архива по приборам учета за каждый месяц 2010-2012 гг.			
13. Среднемесячные температуры наружного воздуха за 2010-2012гг.			
14. Данные диспетчерской службы по фактическим показаниям на наиболее холодную пятидневку за 2010-2012гг.	Давление на подающем и обратном трубопроводе (отопление, ГВС, вентиляция, технологические нужды)		
	Температура в подающем и обратном трубопроводе (отопление, ГВС, вентиляция, технологические нужды)		
	Расходы воды и пара (отопление, ГВС, вентиляция, технологические нужды)		
15. Договорная присоединенная нагрузка к котельной на отопительный период 2010-2012 гг. (по горячей воде и пару).			
16. Фактический отпуск тепла с коллекторов по существующей зоне действия каждой котельной на отопительный период 2010-2012 гг. (по горячей воде и пару).****			
17. Структура полезного отпуска тепловой энергии по типам потребителей за 2010-2012 гг. по каждой котельной, %.	Жилые дома, многоквартирные дома	Вода	
		Пар	
	Общественные здания	Вода	
		Пар	
	Производственные	Вода	
		Пар	
18. Расчетный и фактический температурные графики регулирования отпуска тепла в сеть во всем диапазоне температур наружного воздуха (от температуры начала/окончания отопительного периода до расчетной температуры наружного воздуха), а также в летний период.			
19. Применяемые срезки температурного графика и их обоснование.			
20. Расчётный и фактический расход сетевой воды, [м3/ч].			
21. Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды котельной (% от от-			

пуска, Гкал/ч).		
22. Параметры давлений сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе на выводах из котельной.		
23. Данные по авариям и отказам за 2008-2012 гг. на источниках, с указанием причины и времени устранения.		
24. Источники водоснабжения (городской водопровод, артезианские скважины (городские, территория станции, прочее).		
25. Анализ качества исходной воды*****		
26. Данные по водоподготовительным установкам*****	тип, способ обработки воды	
	производительность	
27. Расход на подпитку [м3/ч]		
28. Дымовые трубы	количество	
	материал	
	высота [м]	
	диаметр [м]	
29. Электроснабжение и электротехнические устройства	наличие резервного ввода электроснабжения	
	установленная мощность токоприемников котельной [кВт];	
	наличие частотно-регулируемых приводов	
30. Тип автоматики	- по защите оборудования	
	- по автоматическому регулированию	
	- по контролю	
	- по сигнализации и управлению технологическими процессами котельных	
31. Данные по последним режимно-наладочным испытаниям*****		
32. Электрогенерирующее оборудование*****		
33. Индивидуальные источники теплоснабжения*****		
34. Технико-экономические показатели работы источников тепла за 2010-2012гг. *****		
35. Предложения по реконструкции (модернизации) источника выработки тепла, с указанием планируемого периода производства работ и их объемов.		

**Примечание:**

\* - указывается тип оборудования, производитель и технические характеристики

\*\* - к отчетным документам прилагается паспорт по каждому виду используемого топлива

\*\*\* - к отчетным документам прилагается:

- Пояснительные записки, разработанные теплоснабжающими организациями в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 4 сентября 2008 г. № 66 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных»

\*\*\*\* - к отчетным документам прилагается:

Для источников тепловой энергии с установленной тепловой мощностью менее 50 Гкал/ч - пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию количества тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения (практическое пособие к Рекомендациям по организации учета тепловой энергии и теплоносителей на предприятиях, в учреждениях и организациях жилищно-коммунального хозяйства и бюджетной сферы, утвержденных приказом Госстроя РФ от 6 мая 2000 г. № 105 (МДС 41-4.2000).

\*\*\*\*\* - к отчетным документам прилагаются анализы качества воды по каждой точке водозабора

\*\*\*\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 1

\*\*\*\*\* - к отчетным документам прилагаются карты режимных испытаний по каждому котлоагрегату

\*\*\*\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 2

\*\*\*\*\* - для источников тепловой энергии, осуществляющих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии прилагается:

- пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от существующих источников тепловой и электрической энергии, разработанные в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных» за последние 3 года, а также соответствующие приказы Минэнерго России об утверждении указанных нормативов за последние 3 года

\*\*\*\*\* - формы для заполнения приведены в таблицах 3,4. **Необходима** информация об индивидуальных источниках теплоснабжения, работающих на различных видах топлива (электрическая энергия, природный и сжиженный газ, дизельное топливо, нефть, дрова, уголь и др.)

\*\*\*\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 4



**Таблица 1 – Водный баланс установки ХВО и подпитки тепловой сети**  
форма

Зона действия источника тепловой энергии № ... (ул. ....)	Размерность	Значения
Производительность установки ХВО	тонн/ч	
Средневзвешенный срок службы	лет	
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	
Потери расходуемой производительности	%	
Собственные нужды	тонн/ч	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м3	
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/час	
Доля резерва	%	
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	
- нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	

**Таблица 1 – Водный баланс установки ХВО и подпитки тепловой сети**  
форма

Зона действия источника тепловой энергии № ... (ул. ....)	Размерность	Значения
Производительность установки ХВО	тонн/ч	
Средневзвешенный срок службы	лет	
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	
Потери располагаемой производительности	%	
Собственные нужды	тонн/ч	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	
Максимальная подпитка тепловой сети в период поврежденности участка	тонн/ч	
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/час	
Доля резерва	%	
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	
- нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	

Таблица 5 – Техничко-экономические показатели работы источников тепла за 2010-2012гг.

Форма

№ п/п	Наименование теплоэнергетической установки	Выработка электроэнергии, кВт*ч (по факту)	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	Часовой коэффициент	Годовой коэффициент	УРЭТ на выработку электрической энергии, Гкал/ч (по факту)	УРЭТ на отпуск электрической энергии, Гкал/ч (по факту)	УРЭТ на выработку тепловой энергии, Гкал/ч (по факту)	УРЭТ на отпуск тепловой энергии, Гкал/ч (по факту)	Расход электроэнергии на собственные нужды, кВт	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал
		в т.ч. по факту				в отопительный период в конденсационном/теплофикационном режимах		в межотопительный период		в межотопительный период	
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период	в межотопительный период
		в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в т.ч. по факту	в межот					

Продолжение таблицы 2

Стоимость топлива, руб.		Тариф на тепло		Температурный график отпусков тепла (наличие обоснования выбора температурного графика)		Метод регулирования отпусков тепла (качественный, количественный)	
Балансовая	Остаточная	сетевую воду, руб/Гкал	пар, руб/Гкал (Гкал)	утвержденный	фактический		



**Опросный лист  
для получения исходных данных необходимых для разработки схемы  
теплоснабжения муниципального образования, включая электронную  
модель системы теплоснабжения»**

Приложение №4

<i>Сведения по тепловым сетям</i>	
1. Утвержденные схемы тепловых сетей (магистральных, распределительных) с указанием протяженности, диаметров участков, камер, насосных станций, ЦТП, конечных потребителей*	
2. Базы данных по участкам тепловых сетей**.	
3. Схемы тепловых камер, павильонов (материал стен, ограждения, особенности конструкции) с указанием номера, установленной запорно-регулирующей и секционирующей трубопроводной арматуры (тип, диаметр), геодезической отметки трубопровода.	
4. Данные по геодезическим отметкам узловых точек тепловой сети (камеры, бескамерные врезки, ЦТП).	
5. Базы данных электронной модели системы теплоснабжения в средствах используемого программного комплекса.	
6. Результаты гидравлических расчетов систем теплоснабжения на отопительный период 2010-2011 гг., 2011-2012 гг., на межотопительные периоды 2011 г., 2012 гг.	
7. Расчетные и фактические параметры гидравлических режимов работы магистральных тепловых сетей на отопительный сезон 2011-2012 гг. (давлений в подающем и обратном трубопроводе на выводах, расходов теплоносителя, температура теплоносителя, граничных камер со смежными районами теплоснабжения, закрытой арматуры на магистральных сетях), пьезометрические графики.	
8. Аварийные режимы работы тепловых сетей (при наличии таких разработок).	
9. Суточные ведомости по режимам работы тепловых сетей в переходный период и за период минимальных температур наружного воздуха, близким к расчетной температуре.	
10. Перечень реперных точек на объектах системы транспорта (ЦТП, насосные станции, коллектора, тепловые камеры), где существуют приборы учета параметров теплоносителя (давления, расходы, температура). Архив измерений по данным точкам за отопительный период 2010-2011 гг., межотопительный период 2011 г.	
11. Сверхнормативные потери тепла.***	
12. Данные испытаний тепловых сетей на потери тепловой энергии (при условии	



проведения испытаний).	
13. Данные по диагностике тепловых сетей (при наличии).	
14. Данные испытаний тепловых сетей на прочность и плотность	
15. Сведения о наличии на тепловых сетях устройств защиты от превышения давления	
16. Данные коррозионного контроля тепловых сетей за 2009-2012гг. (при наличии).	
17. Существующие утвержденные программы капитальных ремонтов, программы перспективного развития на 2013-2027 гг. (новое строительство и реконструкция теплосетевых объектов).	
18. Статистика отказов и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) на тепловых сетях (аварий, инцидентов) за 2008-2012гг., вызывающих отключение теплоснабжения потребителя/потребителей; интенсивность повреждений по участкам тепловых сетей, с указанием места, причины и времени затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей****.	
19. Краткое описание «узких» мест, проблемных участков в части гидравлических режимов, в части основных причин повреждаемости тепловых сетей.	
20. Предложения по реконструкции (модернизации) источника выработки тепла, с указанием планируемого периода производства работ и их объемов.	
21. Перечень выявленных бесхозных сетей*****	

**Примечание:**

\* - к отчетным документам прилагаются паспорта и схемы тепловых сетей

\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 1

\*\*\* - к отчетным документам прилагаются:

- пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, разработанные в соответствии с приказом министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» не менее, чем за последние 3 года;

- пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию энергетических характеристик тепловых сетей по показателям: разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах; удельный расход электроэнергии; удельный расход сетевой воды; тепловые потери; потери сетевой воды, разработанные в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3 и 4, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30.06.2003).

\*\*\*\* - форма и пример заполнения приведены в таблице 2

\*\*\*\*\* - форма для заполнения приведена в таблице 3

**Таблица 1 – Характеристика участков трубопроводов**

Форма

Наименование характеристики	Пояснение
Диспетчерское наименование источника теплоснабжения	
Начальный узел (обозначение, номер)	тепловая камера (источник, б/камерная врезка, изменение параметров, ЦТП, насосная)
Конечный узел (обозначение, номер)	тепловая камера (б/камерная врезка, изменение параметров, ЦТП, насосная)
Длина участка, м	
Диаметр, мм	условный, наружный или внутренний
Вид прокладки тепловой сети	надземная, подземная - канальная/бесканальная
Глубина заложения трубопровода	
Тепловая изоляция трубопровода	минеральная вата, ППУ или др. вид материалов
Год прокладки/перекладки/капитального ремонта	

**Таблица 2 – Данные по отказам (авариям) и восстановлению на тепловых сетях**

Форма, пример

№ п/п отказа	Участок теплосети		Адрес		Дата, время возникновения отказа (аварии) на участке		Дата, время ликвидации отказа/аварии (завершение ремонта/восстановления участка)		Примечание (дополнительные сведения об отказе, восстановлении и элементов теплосети)
	Начальный узел	Конечный узел	Улица	Дом					
1	...	...	Камчатская	10	01.01.12	9:15	01.01.12	13:30	...
2	...	...	Уральская	199/1	02.01.12	14:30	02.01.12	17:00	...
3	...	...	...	...	...	...	...	...	...

**Таблица 3 – Бесхозяйные тепловые сети\*\*\*\*\***

Форма

№	наименование участка	котельная	диаметр трубопровода на участке D, м	длина трубопровода (в двухтрубном исчислении), м	теплоизоляционный материал, состояние изоляции	тип прокладки, средняя глубина заложения до оси трубопровода при подземной прокладке	год ввода в эксплуатацию (перекладки)
1	.....						

**Опросный лист**  
**для получения исходных данных необходимых для разработки схемы**  
**теплоснабжения муниципального образования, включая электронную**  
**модель системы теплоснабжения»**

Приложение №5

<i>Сведения по теплосетевым объектам</i>	
База данных по тепловым пунктам (ЦТП, насосных станций)* с указанием:	
1. адрес	
2. балансодержатель	
3. источник теплоснабжения	
4. строительный объем здания	
5. суммарная договорная нагрузка с разбивкой по видам теплоснабжения, Гкал/ч (отопление, вентиляция, ГВС, технологические нужды)	
6. температурный график второго контура; принципиальная схема теплового пункта; состав основного оборудования (теплообменники, насосы);	
7. схема присоединения (схема присоединения системы отопления: зависимая, независимая;	
8. схема присоединения системы ГВС: непосредственный водоразбор, смешанная, последовательная, параллельная)	
9. наличие устройств регулирования (регулятор расхода, регулятор давления, без регулятора)	
10. данные по оборудованию (насосы)	10.1. марка насосов
	10.2. количество насосов, шт.
	10.3. расчетный расход, м <sup>3</sup> /час
	10.4. давление на входе/выходе, кгс/см <sup>2</sup>
	10.5. схема присоединения насосов
11. данные по теплообменному оборудованию	
12. Данные о частотно-регулируемых приводах на электродвигателях	
13. наличие и уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	
14. фактические параметры теплоносителя на вводе (давление, расход, температура), архив измерений за отопительные периоды 2010-2012 гг.	

**Примечание:**

\* - к отчетным документам прилагаются тепловые схемы ЦТП, насосных станций и паспорта на установленное оборудование



**Опросный лист**  
**для получения исходных данных необходимых для разработки схемы**  
**теплоснабжения муниципального образования, включая электронную мо-**  
**дель системы теплоснабжения»**

Приложение №6

<i>Сведения по потребителям тепла</i>	
<b>Теплоноситель - горячая вода</b>	
<b>База данных потребителей тепла с указанием:</b>	
1. уникального кода абонента по данным абонентской службы	
2. договорной нагрузки с разбивкой по видам теплопотребления, Гкал/ч (отопление, вентиляция, ГВС, ГВС летняя, технологические нужды)*	
3. объем годового потребления тепла за 2010-2012гг.**	
4. используемого температурного графика	
5. схемы присоединения систем отопления потребителей (независимая, зависимая (непосредственная, элеваторная, насосная))	
6. схемы присоединения систем ГВС потребителей (открытая/закрытая (параллельная, последовательная, смешанная)), часовой коэффициент неравномерности потребления. В случае присоединения потребителей к тепловым сетям по открытой схеме – максимальное за час наибольшее водопотребления и среднее за сутки потребление теплоносителя на цели горячего водоснабжения, зафиксированных в договоре теплоснабжения.	
7. наличия коммерческих приборов учета тепловой энергии	
8. наличия данных архива по коммерческим приборам учета за каждый месяц 2010-2012 гг.	
9. наличия в многоквартирных домах индивидуальных источников тепловой энергии	
<b>Теплоноситель - пар</b>	
<b>База данных потребителей тепла с указанием:</b>	
1. уникального кода абонента по данным абонентской службы	
2. договорной нагрузки с разбивкой по видам теплопотребления, Гкал/ч (отопление, вентиляция, ГВС, ГВС летняя, технологические нужды)*	
3. объем годового потребления тепла за 2010-2012гг.	
4. параметры пара (давление, температура, влажность)	
5. наличия коммерческих приборов учета тепловой энергии	
6. наличия данных архива по приборам учета по каждому месяцу за 2010-2012 гг.	

**Примечание:**

\* - В случае разделения теплоснабжающих компаний по видам деятельности и/или эксплуатационной ответственности базы данных по существующей тепловой нагрузке должны включать: для теплоснабжающих организаций, обеспечивающих генерацию тепловой энергии – тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к коллекторам и выводам тепловой мощности источника тепловой энергии; для теплоснабжающих компаний, обеспечивающих передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям – тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к магистральным тепловым сетям, включая индивидуальные тепловые пункты потребителей, центральные тепловые пункты потребителей, тепловые камеры присоединения к магистральным тепловым сетям тепловых сетей, находящихся на балансе других теплоснабжа-

ющих компаний (камеры сброса тепловой нагрузки); для теплоснабжающих организаций, обеспечивающих передачу и распределение тепловой нагрузки до конечных потребителей – тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к распределительным тепловым сетям.

При заполнении отчетных документов должно быть учтено:

1. По действующим производственным потребителям в расчетном элементе территориального деления указывается источник для их обеспечения тепловой энергией.

2. Сведения по каждому действующему производственному предприятию:

-существующий и перспективный спрос на тепловую мощность систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных зданий и сооружений в паре и горячей воде;

-существующий и перспективный спрос на тепловую мощность для обеспечения технологических нужд в паре и горячей воде.

\* - формы для заполнения приведены в таблицах 1

\*\* - формы для заполнения по промышленным потребителям приведены в таблицах 2,3

Таблица 1 - Договоры регулируемой организации с потребителями товаров и услуг теплоснабжения

Договор теплоснабжения		Потребители товаров и услуг по договору теплоснабжения										Условия договора теплоснабжения									
№ п/п	Номер договора	Контрагент	Наименование потребителя товаров и услуг по договору	Категория потребителя товаров и услуг по договору	Цели использования тепловой энергии	Адрес потребителя, принадлежащий к перечисленным ниже группам потребителей	Назначение здания (жилое, общественное, промышленное, другое)	Удельные расчетные тепловые потери здания, $\text{кВт/м}^2$ (каждого)	$Q_{\text{пр}}$ , $\text{Гкал/ч}$	$Q_{\text{факт}}$ , $\text{Гкал/ч}$	Присоединенная тепловая нагрузка по договору	Присоединенная тепловая нагрузка по потребителю	Теплоноситель	$t_{\text{зад}}$ , $^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{факт}}$ , $^{\circ}\text{C}$	Договорные значения отклонений температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	$\Delta t_{\text{зад}}$ , $^{\circ}\text{C}$	$\Delta t_{\text{факт}}$ , $^{\circ}\text{C}$	Дата начала предоставления услуг	Дата окончания предоставления услуг	
																					улица
Диспетчерское наименование источника теплоснабжения, ЦТП, насосной станции к которым подключен потребитель																					
Диспетчерское наименование источника теплоснабжения, ЦТП, насосной станции к которым подключен потребитель																					



Таблица 2 – Потребление тепла промышленным потребителем, тыс. Гкал./тонн  
 Форма

Наименование потребителя _____, адрес местонахождения _____																											
Тип потребления	факт				план																						
	2011г.			2012г.			2013г.			2014г.			2015г.			2016г.			2017г.			2018-2022гг.			2023-2027гг.		
	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия	Всего	Собственный теплоисточник	Котельная другого предприятия
Итого																											
тех.																											
испол-																											
гия																											
отоп																											
ление																											
венти																											
тяги-																											
ля-																											
ция																											
ГВС																											
Горячая вода																											
тех.																											
испол-																											
гия																											
отоп																											
ление																											
венти																											
тяги-																											
ля-																											
ция																											
ГВС																											



## Приложение В



Белоярский район  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

### АДМИНИСТРАЦИЯ БЕЛОЯРСКОГО РАЙОНА

### УПРАВЛЕНИЕ ПО АРХИТЕКТУРЕ И ГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВУ

Центральная ул., д. 9, г.Белоярский,  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра,  
Тюменская область, 628161  
Тел. (34670) 2-16-41, факс (34670) 4-14-64  
E-mail:  
ОКПО 03528457, ОГРН 1028601521871  
ИНН/КПП 8611004042/861101001

от 12 февраля 2012 г. № 15  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Начальнику управления жилищно-коммунального  
хозяйства администрации Белоярского района

А.А. Орлову

#### О предоставлении информации

На запрос от 23 января 2013 года № 147 направляю Вам следующие материалы:

- Генеральный план г.п. Белоярский с изменениями от 12.04.2012 № 13.
- Топографическую основу г.п. Белоярский по состоянию на 2007 год.
- Разрабатываемые и утвержденные проекты планировки межевания территорий г.

Белоярский.

Дополнительно сообщая, что согласно проекту планировки микрорайона 7 предполагается строительство 9-ти этажных многоквартирных домов, которые фактически не будут строиться. Также имеется различие между проектами планировки 4, 5 микрорайонов и фактической застройкой территорий. Прошу учесть эту информацию при разработке схем теплоснабжения г.п. Белоярский. Проект планировки промзоны г. Белоярский в формате MapInfo выслан Вам на адрес электронной почты OrlovAA@admbel.ru .

Приложение – CD-R.

Начальник управления  
по архитектуре и градостроительству,  
главный архитектор

Д.С. Шатохин

Исполнит. ведущий специалист УАиГ  
Серебрянников Максим Федорович т. 8(34670) 4-14-64

## Приложение Г

Российская Федерация  
Ханты - Мансийский автономный округ – Югра  
г.Белоярский  
**Общество с Ограниченной Ответственностью**  
**«Белоярскавтотранс»**  
Промзона 2, № 8, строение 2, г.Белоярский  
Ханты - Мансийский автономный округ – Югра-  
Тюменская область, 628162  
Тел (34670) 2-00-01, 2-00-96, т/ф 2-00-02  
E-mail: OOOBATI@mail.ru  
Р/с 40702810300140000034 ф-л ОАО  
«Ханты- Мансийский банк» в Белоярский  
К/с 30101810100000000740  
ИНН/ КПП 8611006748/ 861101001  
БИК 914000740,  
ОКПО 74752514, ОГРН 1048603452886

Главе Белоярского района  
С.П. Маненкову

от 19.03.2013 № 63  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Уважаемый  
Сергей Петрович!

На Ваш исх. от 14. 03.2013 года № 565 в адрес ООО « Белоярскавтотранс» о предоставлении информации для разработки схем теплоснабжения инженерных сетей Белоярского района сообщаем:

- ООО « Белоярскавтотранс» арендует помещения и РММ в ОАО « Автотранспортное предприятие» и не имеет на балансе инженерных сетей теплоснабжения;
- ОАО « Автотранспортное предприятие» не вырабатывает тепловую энергию для других потребителей с целью продажи, не подключено к источникам централизованного водоснабжения, теплоснабжения, для водоснабжения используется собственная скважина, котельная только для нужд ОАО « Автотранспортное предприятие».

На основании вышеизложенного полагаю, что в отношении ОАО « АТП» Федеральный Закон от 27 июля 2010 года № 190 –ФЗ « О теплоснабжении» не распространяется.



С уважением,

Генеральный директор



А.Г. Калюжко

## Приложение Д

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ	
 <b>«ПРИОРИТЕТ»</b>	
628163; ХМАО-Югра, г. Белоярский, Промзона-2, строение 1 Тел. 8 (34670) 2-02-13, 2-01-08; факс 8(34670)2-01-13 р/с 40702810467460045440 Запально-Сибирская бина Сбербанка РФ г.Тюмень» и/с 30101810800000000651 БИК 047102651 ОГРН 1074501002366, ОКПО 80640423, ИНН/КПП 4501129193 / 861101001	
Исх.№62 От 19.03.2013г.	Главе Белоярского района Маненкову С.П
Уважаемый Сергей Петрович!	
В связи с отсутствием специалиста и отсутствием исходных данных прошу направить специалиста ООО «Техносоюз» для сбора данной информации.	
Генеральный директор	 С.А.Магера

## Приложение Е



**Белоярский район**  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

### **ГЛАВА БЕЛОЯРСКОГО РАЙОНА**

Центральная ул., д. 9, г. Белоярский,  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,  
Тюменская область, 628161  
Тел. (34670) 2-14-90, факс (34670) 2-18-73  
E-mail: admbel@admbel.ru  
ОКПО 03528457, ОГРН 1028601521871  
ИНН/КПП 8611004042/861101001

от 14.03.2013 года № 565  
на № от 2013 года

**Руководителям**  
ОАО "Аэропорт Белоярский"  
ООО "Белоярскавтотранс"  
филиал ОАО "Ханты-Мансийский банк"  
Филиал общества с ограниченной  
ответственностью "Югорскремстройгаз" -  
"Специализированное управление №6"  
РЭГ ГИБДД ОМВД России по Белоярскому  
району  
МУ база отдыха "Северянка"  
ООО "Приоритет"

Во исполнения Федерального Закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», администрацией Белоярского района заключен муниципальный контракт с ООО «Техносоюз» г. Москва, которое приступило к разработке схем теплоснабжения инженерных сетей Белоярского района.

В связи с этим прошу предоставить информацию, согласно приложения, направить сопроводительным письмом и на e-mail: IvanovIV@admbel.ru в срок до 19 марта 2013 года.

*Приложение: на 5 листах.*

Глава Белоярского района

С.П. Маненков

*Исполнитель:  
главный специалист  
управления ЖКХ Иванов И.В.  
тел. 8 (34670) 4-14-57*



## Приложение Ж



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

**ТЕХНОСОЮЗ**

**Юридический адрес:**

105122, г. Москва, Щёлковское шоссе, д.9.

ИНН/КПП 7718647679/771801001

Р/с 40702810900390000942 в

"Банк Москвы" (ОАО), г. Москва

К/с 30101810500000000219,

БИК 044525219

Тел.: 8 (495) 258-45-35, Факс: 8 (495) 363-48-69

E-mail: [bmi@t-souz.ru](mailto:bmi@t-souz.ru) [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru)

Web: [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

№ 100/т/13 от «18» января 2013г.  
на № \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

«О предоставлении данных для разработки  
схемы теплоснабжения»

**Руководителю  
Региональной службы по тарифам  
Ханты-Мансийского автономного  
округа-Югры  
А.А.Березовскому**

**Уважаемый Алексей Александрович!**

ООО «Техносоюз», по договору №85П от 25.12.2012, заключенному с автономной некоммерческой организацией «Центр энергосбережения Югры» приступило к разработке схемы теплоснабжения и соответствующей электронной модели городского поселения Белоярский Белоярского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры (далее – схема). Целью создания схемы является оптимизация системы теплоснабжения муниципального образования, исходя из существующего состояния и перспективы развития, удовлетворения имеющегося спроса на тепловую энергию и теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду.

Схема разрабатывается специалистами ООО «Техносоюз» в объеме требований установленных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (далее – Постановление) и других нормативно-правовых актов.

Прошу Вас, руководствуясь пунктом 10 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утвержденных Постановлением, для своевременного и качественного принятия решений при разработке схемы, оказать содействие и предоставить по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации осуществляющей деятельность на территории городского поселения Белоярский, действующие на момент разработки схемы инвестиционные программы, а также следующую информацию о тарифах в сфере теплоснабжения:

- а) динамику утвержденных тарифов, устанавливаемых по каждому из регулируемых видов деятельности за последние 3 года;
- б) структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;
- в) размер платы за подключение к системе теплоснабжения и размер необходимой валовой выручки от осуществления указанной деятельности;
- г) размер платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

Информацию прошу предоставить в течение 14 календарных дней с даты получения настоящего запроса на электронный адрес почты [bmi@t-souz.ru](mailto:bmi@t-souz.ru)

С уважением,  
**Генеральный директор**

Исп. Грибанов М.А.  
8 (495) 789-68-60



**Р.Р.Хакимов**

## Приложение И



### РЕГИОНАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

ул. Мира, дом 104, г. Ханты-Мансийск,  
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра  
(Тюменская область), 628007

Телефон: (3467) 32-85-11  
Факс: (3467) 32-85-10  
e-mail: rst@admhmao.ru

24/РСТ Югры



№ 24-Исх-226  
от: 01/02/2013

Генеральному директору  
ООО «Техносоюз»  
Р.Р. Хакимову

На № №100/10/13, 100/11/13,  
100/12/13 от 18.01.2013

Уважаемый Роберт Рауфович!

В целях разработки схем теплоснабжения направляю Вам информацию о тарифах в сфере теплоснабжения городского поселения Белоярский, города Нижневартовск и города Покачи:

- утвержденные тарифы на производство и передачу тепловой энергии за 2011-2013 годы (приложение 1);
- структуру тарифов на тепловую энергию, установленных на момент разработки схем теплоснабжения (приложения 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14).

Плата за подключение к системе теплоснабжения и плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, в том числе для социально значимых категорий потребителей на 2012-2013 годы РСТ Югры не устанавливалась, по причине отсутствия методических указаний по установлению платы за подключение к системе теплоснабжения и по установлению платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности.

Инвестиционные программы предприятий в сфере теплоснабжения, утвержденные в установленном порядке, в адрес РСТ Югры не поступали, так как Правительством Российской Федерации до настоящего времени не утверждены правила разработки и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.



Приложения:

1. Информация по утвержденным тарифам на производство и передачу тепловой энергии (приложение 1) - на 2 л., в 1 экз.;
2. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ОАО "Аэропорт Белоярский", гп. Белоярский (приложение 2) - на 2 л., в 1 экз.;
3. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ОАО "ЮКЭК-Белоярский", гп. Белоярский (приложение 3) - на 2 л., в 1 экз.;
4. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Югорскремстройгаз" в зоне деятельности "Строительное монтажное управления №5 на территории гп. Белоярский (приложение 4) - на 2 л., в 1 экз.;
5. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии МУП "Теплоснабжение" г. Нижневартовска (приложение 5) - на 2 л., в 1 экз.;
6. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ЗАО "Нижневартовсктрансгидромеханизация", г. Нижневартовск (приложение 6) - на 2 л., в 1 экз.;
7. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ЗАО "Нобили", г. Нижневартовск (приложение 7) - на 2 л., в 1 экз.;
8. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Белозерный ГПК", г. Нижневартовск (приложение 8) - на 2 л., в 1 экз.;
9. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Нижневартовский ГПК", г. Нижневартовск (приложение 9) - на 9 л., в 1 экз.;
10. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Коммунальник", г. Нижневартовск (приложение 10) - на 2 л., в 1 экз.;
11. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ФБУ "Исправительная колония № 15 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Ханты-Мансийскому автономному округу- Югре", г. Нижневартовск (приложение 11) - на 2 л., в 1 экз.;
12. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "Сибирский пивоваренный завод", г. Нижневартовск (приложение 12) - на 2 л., в 1 экз.;



13. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ЗАО "Управляющая компания тепло-водоснабжения и канализации", г. Подачи (приложение 13) - на 2 л., в 1 экз.

14. Калькуляция расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ, г. Подачи (приложение 14) - на 1 л., в 1 экз.

И.о. руководителя службы



А.В. Власов

Исполнитель:  
Главный специалист отдела  
Регулирования и контроля тарифов в электроэнергетике  
и газовой сфере Региональной службы по тарифам  
Кузнецова Екатерина Викторовна, тел. 32-86-26

Информация по утвержденным тарифам на производство и передачу тепловой энергии за 2011, 2012, 2013 гг.

Приложение 1

Муниципальное образование/ наименование ЭСО	Поселение	2011 год		реализованы решения (приказ РСТ Югры), которым соответствует утвержденный тариф	2012 год		реализованы решения (приказ РСТ Югры), которым соответствует утвержденный тариф	2013 год		реализованы решения (приказ РСТ Югры), которым соответствует утвержденный тариф	
		тариф, руб/Гкал (без НДС)	реализованы решения (приказ РСТ Югры), которым соответствует утвержденный тариф		тариф, руб/Гкал (без НДС)			реализованы решения (приказ РСТ Югры), которым соответствует утвержденный тариф	тариф, руб/Гкал (без НДС)		
					01.01.2012 - 30.06.2012	01.07.2012 - 31.12.2012			01.01.2013 - 30.06.2013		01.07.2013 - 31.12.2013
г. Белоярский											
ОАО "Аэропорт Белоярский"	г. Белоярский	1553,00	Приказ №60-ин от 25.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 312 от 02.12.2010)	1545,35	1545,35	Приказ №94-ин от 13.12.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 531 от 16.12.2011)		1545,35	1691,65	Приказ №100-ин от 08.11.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 987 от 15.11.2012)	
ОАО "ОЖЭБ-Белоярский"	г. Белоярский	903,00	Приказ №92-ин от 30.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 313 от 09.12.2010)	903,00	957,18	Приказ №85-ин от 24.11.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 517 от 01.12.2011)		1007,29	1113,50	Приказ №100-ин от 08.11.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 987 от 15.11.2012)	
ООО "Югорскремстройгаз" в зоне деятельности "Строительное монтажное управление №5 г. Нижневартовск"	г. Белоярский	715,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	715,00	715,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)		715,00	715,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	
МУП "Теплобеспечение"	г. Нижневартовск	933,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	933,00	954,46	Приказ №85-ин от 24.11.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 517 от 01.12.2011)		1006,69	1075,78	Приказ №104-ин от 15.11.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1003 от 29.11.2012)	
ЗАО "Нижневартовсктрансгазпромкомплекс"	г. Нижневартовск	1520,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	1520,00	1611,20	Приказ №85-ин от 24.11.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 517 от 01.12.2011)		1692,39	1871,13	Приказ №111-ин от 29.11.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1013 от 10.12.2012)	
ЗАО "Нобель" *	г. Нижневартовск	1174,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	1174,00	1220,96	Приказ №85-ин от 24.11.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 517 от 01.12.2011)		1238,44	1354,66	Приказ №114-ин от 06.12.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1022 от 18.12.2012)	
ООО "Белоярский ГПК"	г. Нижневартовск	736,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	736,00	780,16	Приказ №91-ин от 08.12.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 532 от 16.12.2011)		818,29	863,89	Приказ №114-ин от 06.12.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1022 от 18.12.2012)	
ООО "Нижневартовский ГПК"	г. Нижневартовск	602,00	Приказ №86-ин от 18.11.2010 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 306 от 18.11.2010)	589,47	589,47	Приказ №91-ин от 08.12.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 532 от 16.12.2011)		589,47	654,54	Приказ №114-ин от 06.12.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1022 от 18.12.2012)	
ООО "Коммунальник"	г. Нижневартовск	x	x	907,00	907,00	Приказ №30-ин от 31.05.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 411 от 08.06.2011)		907,00	992,20	Приказ №114-ин от 06.12.2012 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1022 от 18.12.2012)	
ФБУ "Испытательная коллегия №15 Управления федеральной службы испытаний и исследований по Химико- Минеральному автономному округу- Югре"	г. Нижневартовск	2582,00	Приказ №87-Э от 11.09.2008	2582,00	2582,00	Приказ №87-Э от 11.09.2008		2582,00	2582,00	Приказ №87-Э от 11.09.2008	
ООО "Сибирский лицензированный завод"	г. Нижневартовск	x	x	x	x	x		731,63	731,63	Приказ №128-ин от 13.12.2012. Внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1035 от 19.12.2012	

ЗАО "Управляющая компания тепло-водоснабжения в калининград"	г. Калинин	814,00	Приказ №113-ин от 26.11.2009 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 144 от 02.12.2009)	814,00	862,84	911,16	Приказ №76-ин от 03.11.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО- Югры № 493 от 14.11.2011), Приказ №93-ин от 08.12.2011 (внесен в гос. реестр НПА ХМАО- Югры № 528 от 14.12.2011)	911,16	1010,82	Приказ №104-ин от 15.11.2012. Внесен в гос. реестр НПА ХМАО-Югры № 1003 от 29.11.2012
ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТЬ"	г. Калинин	х	х	х	х	х	х	1321,00	1464,35	Приказ № 134-ин от 18.12.2012 Внесен в гос.реестр НПА ХМАО- Югры № 1043 от 25.12.12

\*- предприятие работает на упрощенной системе налогообложения



213

№	Наименование	Ед. изм.	февраль 2010 года		2011 год		2012 год		2013 год					Обсуждение	
			тариф	факт	откл (тар-факт)	тариф	указанный откл в отчете, %	показанный факт	предварительный ЗСО	показанный рост в тарифу	указанный откл в отчете, %	показанный рост в тарифу	отклонение	73,865 статьи в отчете, (%)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
18	Уд. норма расхода газа	м³/м	117,12	136,53	115,06	23,47	135,60		117,00	120,36	0,89	120,36	0,89	0,00	
21.1	Расход газа	м³/м	492,50	558,00	475,43	82,57	558,20		492,00	492,00	0,89	491,99	0,89	-0,01	
21.2	Цена газа	м³/м	2822,71	2955,95	3276,07	-320,72	3165,82		3768,17	4 144,99	1,31	3 422,18	1,08	-722,51	
21.3	Уд. норма расхода из-за потерь	м³/м	28,37	34,00	28,08	-2,06	22,80		27,52	28,53	1,24	22,80	1,00	-5,52	
21.4	Расход электроэнергии	кВт·ч/м	119,30	98,09	105,58	-11,49	93,18		115,74	115,74	1,24	93,18	1,00	-22,56	
21.5	Цена из-за потерь	кВт·ч/м	1,704	2,006	2,165	-0,36	2,078		2,672	2,693	1,01	2,593	1,01	0,00	
21.6	Уд. норма расхода воды	м³/м	0,16	0,12	0,15	-0,04	0,12		0,16	0,17	1,41	0,12	1,00	-0,05	
21.7	Расход воды	м³/м	0,60	0,49	0,69	-0,20	0,49		0,69	0,69	1,41	0,49	1,00	-0,20	
21.8	Цена воды	м³/м	37,84	40,49	47,30	-6,81	40,53		50,14	54,65	1,10	54,48	1,10	-0,17	
21.9	Численность работников	чел	8,00	7,50	8,00	-0,50	7,50		8,00	8,00	1,07	7,50	1,00	-0,50	
27	Ср. зар. плата 1 работника	руб./м	19 345,0	21310,00	20 700,0	610,00	21853,41		20367,00	33 083,33	1,54	22 618,27	1,04	-11 072,06	

Представитель Региональной службы по тарифам \_\_\_\_\_ Коэффициент К.С.

Представитель предприятия \_\_\_\_\_



Программа рассмотрения калькуляции расходов, связанных с производством и продажей тепловой энергии ОАО "ЮК" "К. Балагурский", г. Балагурский

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2010 год			2011 год			2012 год			2013 год						Уделье ставки в собст. (%)	Обозначение
			факт 2010 года	тариф	факт	откл (тар-факт)	тариф	удельный вес в собст. %	ожидаемый факт	предельное "Ж/Д"	индекс роста в тарифу	удельный вес в собст. %	прогнозн. значение	индекс роста в тарифу	откл(тар-факт)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
1	Итого, всего	тыс. руб.	72 704,56	91 018,30	75 424,93	15 593,37	93 903,55	39,58	90 018,86	106 813,90	1,14	37,52	109 053,18	1,17	2 239,26	43,22			
2	Производственные расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00			
3	Электроэнергия	тыс. руб.	24 624,80	28 852,50	32 374,64	-3 522,14	30 212,64	12,80	34 961,37	38 806,55	1,28	13,63	27 672,95	0,92	-11 133,60	10,97			
4	Холодная вода, всего	тыс. руб.	7 662,79	7 268,80	6 842,94	425,86	7 374,61	3,11	7 811,72	8 093,51	1,10	2,84	7 776,80	1,06	-314,70	3,08			
5	Возможенные материалы	тыс. руб.	1 783,62	957,10	869,94	87,16	981,51	0,42	914,55	1 022,72	1,04	0,36	1 022,72	1,04	0,00	0,41			
6	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	21 810,26	27 400,60	23 275,59	4 125,01	26 796,49	12,21	30 983,52	37 045,51	1,29	13,01	30 843,19	1,07	-6 202,32	12,22			
7	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5 798,55	9 371,00	7 960,16	1 410,84	9 849,08	4,17	9 357,02	11 107,74	1,14	3,93	9 314,64	0,95	-1 873,10	3,69			
8.1	то же	%	26,59	34,20	34,20	0,00	34,20	0,01	30,20	30,20	0,88	0,01	30,20	0,88	0,00	0,01			
8	Амортизационные отчисления + аренда	тыс. руб.	13 977,09	13 472,90	13 473,59	-0,49	13 553,07	5,74	13 694,65	13 682,41	1,01	4,81	13 682,41	1,01	0,00	5,42			
	инвестиционные отчисления	тыс. руб.	175,73	95,40	175,90	-80,30	175,90	0,07	175,90	163,07	0,93	0,06	163,07	0,93	0,00	0,06			
	аренда площадей	тыс. руб.	13 801,36	13 377,50	13 297,69	79,81	13 372,35	5,67	13 518,75	13 518,74	1,01	4,75	13 518,74	1,01	0,00	5,36			
9	Прочие расходы, всего	тыс. руб.	44 054,02	52 239,00	49 482,73	2 756,27	51 821,63	21,96	62 011,00	66 025,48	1,31	23,90	53 173,11	1,03	-14 852,36	21,07			
9.1	Целевые расходы, в том числе	тыс. руб.	11 455,55	12 961,30	11 940,42	1 020,88	11 652,99	4,94	12 658,96	14 525,63	1,25	5,10	11 753,51	1,01	-2 774,12	4,66			
9.1.1	фонд оплаты труда	тыс. руб.	6 649,95	4 952,30	6 229,76	-1 277,46	5 078,56	2,15	6 293,74	7 525,13	1,48	2,64	5 439,16	1,07	-2 085,96	2,16			
9.1.2	отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	1 742,20	1 693,70	2 130,58	-436,88	1 736,88	0,74	1 900,71	2 272,59	1,31	0,80	1 642,63	0,95	-428,96	0,65			
9.2	Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	18 584,19	28 007,80	22 222,61	5 785,19	26 360,58	11,17	27 841,11	30 664,30	1,16	10,77	24 852,48	0,94	-5 811,83	9,85			
9.2.1	фонд оплаты труда	тыс. руб.	10 867,85	15 169,70	11 911,32	3 258,38	13 713,83	5,81	14 992,44	16 512,73	1,20	5,80	13 126,83	0,96	-3 385,90	5,20			
9.2.2	отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	2 847,38	5 185,00	4 073,67	1 114,33	4 646,50	1,95	4 527,72	4 996,84	1,08	1,75	3 984,30	0,86	-1 072,44	1,57			
9.3	Расходы на эксплуатацию оборудования	тыс. руб.	2 122,53	4 004,10	3 479,77	524,33	4 706,72	1,99	4 654,13	5 025,77	1,07	1,77	5 025,77	1,07	0,00	1,99			
9.4	Услуги производств. характера	тыс. руб.	5 508,12	4 742,50	5 117,66	-375,16	5 489,39	2,33	8 509,03	9 011,06	1,04	3,17	7 253,98	1,41	-1 257,08	3,07			
9.5	Налоги	тыс. руб.	0,00	23,70	0,00	23,70	36,98	0,02	37,19	37,19	0,95	0,01	41,32	1,06	4,13	0,02			
9.6	Прочие	тыс. руб.	6 023,63	3 369,60	6 722,27	-3 322,67	3 572,96	1,51	8 310,58	8 761,52	2,45	3,08	3 746,06	1,05	-5 013,46	1,49			
9.7	Покупная теплоэнергия	тыс. руб.		0,00		0,00		0,00				0,00			0,00	0,00			
9.8	Налоги, средства, получ. в производств. целях	тыс. руб.		0,00		0,00		0,00				0,00			209,00	0,08			
9.9	Недополученный по некасиам, прочим	тыс. руб.		0,00		0,00													
10	Итого производств. расходов	тыс. руб.	192 415,68	230 586,36	209 704,32	20 875,88	235 944,58	100,00	249 732,69	284 677,82	1,21	100,00	252 332,61	1,07	-32 345,81	100,00			
11	Расходы на прибыль	тыс. руб.	548,99	8 509,10	4 840,45	3 668,65	1 481,85		8 295,75	23 372,80	15,77		1 621,00	1,09	-21 751,81				
12	Всего расходов (ННВ)	тыс. руб.	192 964,67	239 095,46	214 544,77	24 544,33	237 426,43		258 028,44	308 050,62	1,30		253 953,61	1,07	-54 097,62				
13	Рентабельность	%	0,28	3,49	3,31		0,63		332	4,21	X		0,64	1,02					
14	Полный отпуск 17%	тыс. руб.	234,450	264,790	212,596	52,09	251,080		234,602	226,939	0,90		241,434	0,902	14,48				
15	Тариф на тепловую энергию	руб/кВт.ч	785,60	902,94	1 408,69	-105,75	945,92		1 099,94	1 387,42	1,44		1 081,00	1,112	-305,52				

№ пог.	Наименование	Ед. изм.	факт 2010 года	2011 год		2012 год		2013 год					Обозначение				
				тариф	факт	откл (тар-факт)	тариф	уменьш. или в субст. %	оказанный факт	предполагаемый "СТО"	индекс роста к тарифу	уменьш. или в субст. %		проектный тариф	индекс роста к тарифу	отклоняет	уменьш. или в субст. %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
16	Варианты всего	млн руб.	281,990	313,623	255,534	58,09	294,659		277,553	271,549	0,92		284,384	0,964	12,84		
21	Уд. норма расхода газа	млн куб. м	137,36	137,50	136,07	-0,57	137,50		139,42	140,00	1,02		136,48	0,99	-2,52		
21.1	Расход газа	млн куб. м	36733,21	43123,20	35282,72	7 840,48	40556,83		36697,15	38 016,80	0,94		38 813,86	0,96	797,06		
21.2	Цена газа	млн руб.	1877,06	2110,66	2137,73	-27,07	2 822,78		2326,24	2 819,65	1,22		2 819,65	1,22	0,00		
24	Уд. норма расхода эл. энергии	кВт.ч	40,01	55,00	47,77	-12,77	33,25		42,75	45,09	1,31		31,59	0,95	-12,10		
24.1	Расход электроэнергии	млн кВт.ч	11281,68	10976,80	12207,17	-1 230,37	9807,38		11864,18	11 864,18	1,21		8 982,97	0,92	-2 881,22		
24.2	Цена эл. энергии	руб./кВт.ч	2,183	2,629	2,652	-0,02	3,081		2,947	2,271	1,06		3,081	1,00	-0,19		
26	Уд. норма расхода воды	млн куб. м	0,60	0,50	0,50	0,00	0,50		0,50	0,50	1,00		0,50	1,00	0,00		
26.1	Расход воды	млн куб. м	170,11	153,30	127,71	25,93	147,48		136,78	145,77	0,92		142,19	0,96	6,42		
26.2	Цена воды	руб./куб. м	45,05	47,50	53,56	-6,26	46,73		56,29	59,61	1,20		54,71	1,10	-4,90		
26	Наличие работ по	млн руб.	86,00	95,00	88,00	7,00	95,00		95,00	93,00	1,00		95,00	1,00	0,00		
27	Сум. затраты на работы	млн руб.	21 134,0	24036,00	22 041,2	1 994,73	25261,84		27178,52	32 486,96	1,29		27 055,43	1,07	-5 440,63		

Представитель Региональной службы по тарифам \_\_\_\_\_ Кошечкина К.С.

Представитель предприятия \_\_\_\_\_