

ООО «Тюменский меридиан»



подготовлено специально
для Департамента городского хозяйства Администрации города Тобольска

**Схема теплоснабжения муниципального
образования городской округ город
Тобольск на период до 2040 года
(актуализация на 2025 год)**

Обосновывающие материалы

г. Тюмень
2024 год

Содержание

| | |
|---|-----|
| Общие положения..... | 3 |
| Общая часть..... | 14 |
| Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения..... | 19 |
| Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения..... | 172 |
| Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования | 196 |
| Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей..... | 203 |
| Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования | 224 |
| Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах | 234 |
| Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии | 251 |
| Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей .. | 262 |
| Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения..... | 271 |
| Глава 10 Перспективные топливные балансы..... | 293 |
| Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения..... | 309 |
| Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию | 382 |
| Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования..... | 390 |
| Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия | 396 |
| Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций | 397 |
| Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения | 403 |
| Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения..... | 404 |
| Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения..... | 405 |

Общие положения

Основание для разработки Схемы теплоснабжения

Характеристика существующего положения в системе теплоснабжения города Тобольска разработана по состоянию на конец 2023 года – начало 2024 года.

В Схеме теплоснабжения система теплоснабжения города Тобольска описана в ретроспективе с 2019 г. с учетом изменения функциональной структуры. Анализ основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций приведен по фактическим данным за 2023 г.

На период 2024-2025 гг. приняты плановые данные основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций в соответствии с данными протоколов Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области об установлении тарифов на тепловую энергию.

Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2040 г. (далее – Схема теплоснабжения) разработана в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов и документов с учетом изменений и дополнений, действующих на момент разработки:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 188-ФЗ;
- Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 23.08.1996 № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 03.11.2011 № 882 «Об утверждении Правил рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления поселений или городских округов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и потребителями при утверждении и актуализации схем теплоснабжения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2016 № 1498 «О вопросах предоставления коммунальных услуг и содержания общего имущества в многоквартирном доме»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требованиям к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- Постановление Правительства Российской Федерации 05.05.2014 № 410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике)»;
- Постановление Правительства Российской Федерации 23.07.2007 № 464 «Об утверждении правил финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса – производителей товаров и услуг в сфере теплоснабжения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340»;
- Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы»;
- Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения» (зарегистрировано в Минюсте 15.08.2019 № 55629);
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (вместе с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»);
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;
- ГОСТ Р 51617-2014 Услуги жилищно-коммунального хозяйства и управления многоквартирными домами. Коммунальные услуги. Общие требования;
- Свод правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- Свод правил СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003»;
- Свод правил СП 54.13330.2022 «Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные»;
- Свод правил СП 131.13330.2020 «Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
- Свод правил СП 61.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;

- Свод правил СП 89.13330.2016 «Актуализированная редакция СНиП II-35-76 Котельные установки»;
 - Свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»;
 - Свод правил СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
 - Свод правил СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
 - Свод правил СП 41-107-2004 «Проектирование и монтаж подземных трубопроводов горячего водоснабжения из труб ПЭ-С с тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
 - РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»;
 - СО 153-34.20.523(3)-2003 «Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери», утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 278 «Об утверждении актов Министерства энергетики России по вопросам энергетической эффективности тепловых сетей»;
 - Схема территориального планирования Тюменской области, утв. постановлением Правительства Тюменской области от 08.07.2022 № 496-п;
 - Программа газификации Тюменской области на 2019-2028 годы, утв. постановлением Губернатора Тюменской области от 15.02.2022 № 16;
 - Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 г. и на перспективу до 2030 г., утв. распоряжением Правительства Тюменской области от 25.05.2009 № 652-рп;
 - Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на 2022 - 2026 годы, утв. распоряжением Губернатора Тюменской области от 30.04.2021 № 37-р;
 - Схема водоснабжения и водоотведения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 года, утв. распоряжением Администрации города Тобольска от 15.08.2022 № 206;
 - Государственная программа Тюменской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства» и признании утратившими силу некоторых нормативных правовых актов, утв. постановлением Правительства Тюменской области от 21.12.2018 № 527-п (с изменениями на 28.12.2022).
- Иные документы:
- Устав города Тобольска, утвержденный решением Тобольской городской Думы от 10.08.2005 № 30 (с изменениями на 22.02.2022);
 - Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Тобольск на 2009-2012 годы и на период до 2020 года, утвержденная решением Тобольской городской Думы от 17.07.2009 № 143 (в редакции решений от 12.09.2016 № 109);
 - Генеральный план городского округа города Тобольска, утвержденный решением Тобольской городской Думы от 30.10.2007 № 196 (действующая редакция от 13.01.2022 № 166);
 - Правила землепользования и застройки города Тобольска Тюменской области, утвержденные постановлением Администрации города Тобольска от 28.12.2022 № 118-пк;
 - Проекты планировок микрорайонов Тобольска утверждены распоряжениями администрации города Тобольска от 23.10.2007 № 1110, от 19.02.2008 № 274, от 19.03.2008 № 468, от 10.10.2008 № 1665, от 10.10.2008 № 1666, от 23.09.2009 № 1864, от 23.09.2009 № 1863, от 26.11.2009 № 2378, от 16.04.2010 № 642, от 16.04.2010 № 640, от 16.04.2010 № 641, от 22.12.2011 № 3198, от 29.12.2011 № 3267, от 22.12.2011 № 3199, от 22.12.2011 № 3197, от 12.07.2013 № 1614, от 17.01.2014 № 19, от 30.12.2014 № 2592, от 30.12.2014 № 2593, от 24.08.2015 № 1594, от

26.11.2009 № 2378, от 08.10.2015 № 1859, от 23.11.2015 № 2192, от 18.12.2015 № 2454, от 18.12.2015 № 2455, от 03.02.2016 № 184-188, от 28.07.2017 № 1149-1150, от 22.02.2018 № 278, от 27.07.2018 № 1466, от 16.01.2019 № 46-47, от 01.03.2019 № 411, от 27.02.2019 № 397, от 07.02.2019 № 272; 01.08.2019 № 1369;

– иная нормативно-законодательная база Российской Федерации.

Цель разработки: развитие системы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск (далее – город Тобольск) для удовлетворения спроса на тепловую энергию, теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом, определяющим направление развития теплоснабжения города Тобольска на длительную перспективу до 2040 г., обосновывающим социальную и хозяйственную необходимость, экономическую целесообразность строительства новых, расширения и реконструкции действующих источников тепла и тепловых сетей в соответствии с мероприятиями по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Схема теплоснабжения разрабатывается на срок действия утвержденного, в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке, генерального плана.

Этапы реализации Схемы теплоснабжения

Расчетный период реализации Схемы теплоснабжения принят с разделением на этапы реализации:

- 1 этап – 2025 – 2029 гг.;
- 2 этап – 2030 – 2034 гг.;
- 3 этап – 2035 – 2040 гг.

Система теплоснабжения города Тобольска включает:

- источники теплоснабжения;
- распределительные сети теплоснабжения;
- потребителей тепловой энергии.

Схема теплоснабжения города Тобольска разработана с соблюдением следующих принципов:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- соблюдение баланса интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

Схема теплоснабжения разработана на основе документов территориального планирования города Тобольска, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности. При формировании Схемы теплоснабжения учтены корректировки документов территориального планирования, значения которых не совпадают с фактическим развитием города Тобольска.

Схема теплоснабжения разработана в составе обосновывающих материалов и утверждаемой части, разделенных на Главы и Разделы:

1. Утверждаемая часть Схемы теплоснабжения:

- Раздел 1 «Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории муниципального образования»;
 - Раздел 2 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
 - Раздел 3 «Существующие и перспективные балансы теплоносителя»;
 - Раздел 4 «Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
 - Раздел 5 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
 - Раздел 6 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;
 - Раздел 7 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
 - Раздел 8 «Перспективные топливные балансы»;
 - Раздел 9 «Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;
 - Раздел 10 «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)»;
 - Раздел 11 «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»;
 - Раздел 12 «Решения по бесхозяйным тепловым сетям»;
 - Раздел 13 «Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) муниципального образования, схемой и программой развития электроэнергетических систем России, а также со схемой водоснабжения и водоотведения муниципального образования»;
 - Раздел 14 «Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
 - Раздел 15 «Ценовые (тарифные) последствия».
2. Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения:
- Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
 - Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
 - Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования»;
 - Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
 - Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
 - Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»;
 - Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
 - Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;
 - Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
 - Глава 10 «Перспективные топливные балансы»;
 - Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;
 - Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;

- Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
- Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»;
- Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»;
- Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»;
- Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»;
- Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения».

Термины и определения

При формировании Схемы теплоснабжения использованы следующие термины и определения:

децентрализованная (автономная) система горячего водоснабжения – сооружения и устройства, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно;

закрытая система горячего водоснабжения – подогрев воды для горячего водопотребления, осуществляемый в теплообменниках и водонагревателях;

закрытая система теплоснабжения – водяная система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями путем ее отбора из тепловой сети;

зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

зона действия системы теплоснабжения – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

зона деятельности единой теплоснабжающей организации – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;

источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

индивидуальная система теплоснабжения – система теплоснабжения многоквартирных и блокированных жилых домов, складских, производственных помещений и помещений общественного назначения сельских и городских поселений с расчетной тепловой нагрузкой не более 360 кВт;

качество теплоснабжения – совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в т. ч. термодинамических параметров теплоносителя;

комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;

мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;

надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) – технологически связанный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для теплоснабжения и горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети;

потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления;

радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения;

рабочая мощность источника тепловой энергии - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние три года работы;

располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

расчетный элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

средневзвешенная плотность тепловой нагрузки – отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;

тарифы в сфере теплоснабжения – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

тепловая нагрузка – количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

тепловая мощность – количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;

тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплотребляющих установок;

тепловая энергия – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);

теплоноситель – пар, вода, которые используются для передачи тепловой энергии;

теплоснабжение – обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;

теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенной или приобретенной тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей);

теплотребляющая установка – устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

ценовые зоны теплоснабжения – поселения, городские округа, которые определяются в соответствии со статьей 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и в которых цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией, за исключением случаев, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ;

элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Перечень котельных города Тобольска, в соответствии с правоустанавливающими документами, представлен в таблице 1¹.

¹ Данные, предоставлены Департаментом имущественных отношений Администрации города Тобольска

Таблица 1

Перечень котельных города Тобольска в соответствии с правоустанавливающими документами

| №№ | Наименование котельной по правоустанавливающим документам | Адрес | Кадастровый номер | Собственник | Упоминание далее по тексту |
|----|---|--|-----------------------|---|----------------------------|
| 1 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 55) | Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Октябрьская, 55 (котельная № 2), ТСК № 55 | 72-72-04/042/2012-182 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 2 |
| 2 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, мкр. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | 72:24:0205002:148 | н/д | Котельная № 3 |
| 3 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 22) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Мира, строение 76 (Котельная №4), ТСК №22 | 72-72-04/042/2012-121 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 4 |
| 4 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 24) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Ленина, строение 72а (Котельная № 5), ТСК № 24 | 72-72-04/042/2012-243 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 5 |
| 5 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 26) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. 2 Вокзальная, строение 22 (Котельная № 6), ТСК № 26 | 72-72-04/042/2012-261 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 6 |
| 6 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 28) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Набережная Кирова, строение 11 (Котельная №8), ТСК №28 | - | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 8 |
| 7 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Гагарина, №2в | 72:24:0701002:813 | н/д | Котельная № 9 |
| 8 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 30) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Володарского, строение 27а (Котельная №10), ТСК №30 | 72-72-04/042/2012-262 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 10 |
| 9 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Мира, №10в | 72:24:0701002:812 | н/д | Котельная № 11 |
| 10 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 32) | Тюменская область, г. Тобольск, улица Ленина, строение 90а, (котельная №12), ТСК №32 | 72-72-04/042/2012-223 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 12 |

| №№ | Наименование котельной по правоустанавливающим документам | Адрес | Кадастровый номер | Собственник | Упоминание далее по тексту |
|-----------|--|---|--------------------------|---|-----------------------------------|
| 11 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, ул.3-я Речная, 36 | 72-72-04/037/2011-100 | н/д | Котельная № 13 |
| 12 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, мкр. "Южный", 7в | 72-72-04/048/2011-346 | н/д | Котельная № 14 |
| 13 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | н/д | н/д | Котельная № 15 |
| 14 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 34) | Тюменская область, г. Тобольск, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б (Котельная №16), ТСК №34 | - | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 16 |
| 15 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 35) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Розы Люксембург, строение 4Б (Котельная №17), ТСК №35 | - | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 17 |
| 16 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул.3-я Трудовая, 19в | 72-72-04/041/2011-040 | н/д | Котельная № 18 |
| 17 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, 16 | 72:24:0101004:544 | н/д | Котельная № 19 |
| 18 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 49) | Тюменская область, г. Тобольск, микрорайон Иртышский, котельная №20, ТСК №49 | 72-72-04/042/2012-254 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 20 |
| 19 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, мкр. Менделеево, уч. 50 | 72:24:0206001:2661 | н/д | Котельная № 22 |
| 20 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 40) | Тюменская область, г. Тобольск, улица Пушкина, 33а (Котельная №24), ТСК №40 | 72-72-04/042-2012-141 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 24 |
| 21 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 42) | Тюменская область, г. Тобольск, улица Пушкина, строение 22а (Котельная №25), ТСК №42 | 72-72-04/042/2012-249 | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 25 |
| 22 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Лермонтова, 5в | 72:24:0606002:280 | н/д | Котельная № 27 |
| 23 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | н/д | н/д | Котельная № 28 |

| №№ | Наименование котельной по правоустанавливающим документам | Адрес | Кадастровый номер | Собственник | Упоминание далее по тексту |
|----|---|--|-------------------|---|----------------------------|
| 24 | н/д | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Базарная площадь, 18в | 72:24:0601009:96 | н/д | Котельная № 29 |
| 25 | Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 48) | Тюменская область, г. Тобольск, ул. Ленина, 26б (Котельная №25), ТСК №48 | - | Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ | Котельная № 31 |

Общая часть

Муниципальное образование город Тобольск входит в состав территории Тюменской области. Устав города принят решением Тобольской городской Думы от 10.08.2005 (с учетом посл. изм. от 22.02.2022).

Город Тобольск – муниципальное образование, наделенное Законом Тюменской области статусом городского округа, органы местного самоуправления которого осуществляют полномочия по решению вопросов местного значения, а также могут осуществлять отдельные государственные полномочия, передаваемые органам местного самоуправления федеральными законами и законами Тюменской области.

Общие данные, влияющие на разработку технологических и экономических параметров Схемы теплоснабжения, на 01.01.2023:

- общая площадь территории города Тобольска – 23,92 тыс. га;
- численность населения – 103,175 тыс. чел., в том числе:
 - ✓ численность городского населения – 99,877 тыс. чел.;
 - ✓ численность сельского населения – 3,298 тыс. чел.

Территория

Город Тобольск – город областного подчинения, административный центр Тобольского района Тюменской области. В административном и муниципальном отношении представляет собой Тобольский городской округ. Город Тобольск – основной узел северной части юга Тюменской области, второй по численности город региона, административно-экономический центр для трех районов – Тобольского, Вагайского и Уватского.

Город Тобольск расположен на южной границе таежной зоны Западно-Сибирской низменности, на реке Тобол, к северо-востоку от Тюмени. Транспортная удаленность от областного центра (г. Тюмени) – 246 км (по автодороге).

Муниципальное образование город Тобольск расположено на южной границе таежной зоны Западно-Сибирской низменности. Географически г. Тобольск находится на 58° 11' 43 широты, 68° 15' 29" долготы (рис. 1).

Территорию составляют исторически сложившиеся земли города, прилегающие к нему земли общего пользования, территории традиционного природопользования населения города Тобольска, рекреационные земли, земли для развития города независимо от форм собственности и целевого назначения.

Город Тобольск является одним из трех опорных центров системы транспортных коммуникаций Юга Тюменской области, включающий железнодорожный, автомобильный, речной, трубопроводный транспорты.

Обработка грузов в смешанном сообщении осуществляется, главным образом, на территории Тобольского речного порта, а также на грузовом дворе станции Тобольск и ряде коммунально-складских предприятий, имеющих железнодорожные подъездные пути.

Тобольск расположен на автомагистрали федерального значения Тюмень - Тобольск - Ханты-Мансийск и в узле автодорог территориального значения.



Рисунок 1. Географическое положение г. Тобольска

Источник: <https://yandex.ru/maps/>

В состав устройств железнодорожного транспорта общего пользования, находящихся на территории города, входят:

- участок неэлектрифицированной железной дороги Тюмень – Тобольск – Сургут с мостовым переходом через р. Иртыш;
- однопутная неэлектрифицированная линия Тобольск – Тобольск-Порт;
- железнодорожные станции: Тобольск – грузовая 1 класса, расположенная в северо-восточной части города, Тобольск-Порт; грузовая 5 класса, расположенная в северной части города, станция имеет 1 приемоотправочный парк.

Вне территории города Тобольска расположена станция Сузгун, промежуточная 5 класса. Транспортный узел станции Сузгун сформирован для обслуживания предприятий левобережья г. Тобольска.

Комплекс устройств водного транспорта на р. Иртыш включает ОАО «Тобольский речной порт», в состав которого входят основная площадка порта в мкрн. Иртышский, филиал в Левобережье, мастерские Тобольского района водных путей и судоходства в Подгорной части и Тобольская РЭБ флота в п. Сумкино.

Коридоры транзитных магистральных трубопроводов протрассированы по обходу города с запада и востока; в пределах городской территории проходят нефтепровод Ш1020 мм Аремзяны (нефтеперекачивающая станция) - Тобольский НХК, являющийся ответвлением от коридора нефтепроводов общего направления ХМАО – Аремзяны – Сетово – Тюмень; ШФЛУ-провод Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский НХК.

Таким образом, территория города Тобольска не относится к районам с ограниченной транспортной доступностью.

Рельеф

Территория городского округа расположена в юго-западной части Западно-Сибирской равнины.

По условиям рельефа в районе выделяются террасированная долина р. Иртыша (Подгорная часть города) и водораздельное плато (Нагорная часть города).

Река Иртыш окаймляет городскую территорию (Подгорную часть) с западной и южной сторон, образуя своим руслом крутую излучину. Долина реки асимметричного строения – правый склон высокий, крутой; левый – низкий, пологий.

Подгорная часть города расположена преимущественно на пойменной террасе р. Иртыш. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах от 38,0 м до 50,5 м.

На территории поймы в геоморфологическом отношении выделяются три подуровня отметок:

- приречная низкая пойма, протянувшаяся вдоль Иртыша, с отметками 38-40 м, ежегодно затапливаемая в паводковый период;
- центральная переходная пойма, характеризующаяся абсолютными отметками 40-44 м, с плоской;
- высокая пойма, шириной около 600 м, с отметками 44-50 м, прослеживающаяся вдоль крутого склона; затапливаются локальные участки до 45 м абс.

В северной части города (п. Иртышский) и в Подгорной части отмечается останец первой надпойменной террасы с абсолютными отметками 50-60 м. Рельеф террасы от равнинного до полого-волнистого.

Обь-Иртышское водораздельное плато представляет собой полого-волнистую равнину с абсолютными отметками поверхностей 80–105 м, с общим слабым уклоном к долине р. Иртыш. В понижениях рельефа и на участках плоского рельефа развито поверхностное заболачивание, а местами и болота с маломощным торфяным покровом. К р. Иртыш плато обрывается почти отвесным уступом, высота которого достигает 40–65 м. Нижняя часть уступа на отдельных участках разрушается во время прохождения паводков.

Плато расчленено густой сетью оврагов, протяженность которых достигает 3,0 км. Склоны оврагов крутые, высотой до 30–50 м, как правило, задернованы. На обнаженных участках склонов оврагов возможно их разрушение (обвалы, осыпи). Для оврагов характерно наличие большого количества отвершков. По дну оврагов протекают ручьи и небольшие речки: Моториха, Курдюмка, Аремзянка, Еловка, Мостовка и др.

Климат

Климат города – континентальный, с суровой продолжительной зимой, коротким, сравнительно теплым и влажным летом и непродолжительными переходными сезонами (весна и осень).

Через г. Тобольск проходит нулевая среднегодовая изотерма. Для климата г. Тобольска характерны резкие перепады температур наружного воздуха в осенний и весенний периоды года. Абсолютный минимум достигает -52°C , абсолютный максимум – $+40,00^{\circ}\text{C}$ (табл. 2).

Таблица 2

Климатические параметры муниципального образования г. Тобольск

| Наименование показателя | Ед. изм. | Значение показателя |
|--|--------------------|---------------------|
| 1. Климатические параметры холодного периода года | | |
| Абсолютная минимальная температура воздуха | $^{\circ}\text{C}$ | -52 |
| Температура воздуха наиболее холодных суток | | |
| - обеспеченностью 0,98 | $^{\circ}\text{C}$ | -47 |
| - обеспеченностью 0,92 | $^{\circ}\text{C}$ | -44 |
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки | | |
| - обеспеченностью 0,98 | $^{\circ}\text{C}$ | -43 |
| - обеспеченностью 0,92 | $^{\circ}\text{C}$ | -39 |

| Наименование показателя | Ед. изм. | Значение показателя |
|--|----------|---------------------|
| Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца | % | 81 |
| Количество осадков за ноябрь – март | мм | 117 |
| Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль | | ЮВ |
| 2. Климатические параметры теплого периода года | | |
| Абсолютная максимальная температура воздуха | °С | 40 |
| Температура воздуха | | |
| - обеспеченностью 0,98 | °С | 26 |
| - обеспеченностью 0,95 | °С | 23 |
| Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца | °С | 24,3 |
| Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца | % | 71 |
| Количество осадков за апрель – октябрь | мм | 363 |
| Суточный максимум осадков | мм | 102 |
| Преобладающее направление ветра за июнь–август | | С |
| Средняя температура наружного воздуха за отопительный период | °С | -7,9 |
| Продолжительность отопительного периода | сут. | 231 |

Источники: СП 131.13330.2020 актуализированная версия СП 131.13330.2018 СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» (Климатическая характеристика принимается для расчета по г. Тобольск*)

Безморозный период колеблется от 99 до 157 дней. Температурный режим определяет и глубину промерзания почвогрунтов. Нормативная глубина промерзания грунтов для г. Тобольска составляет 192 см.

По данным СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», средняя температура наружного воздуха за отопительный период – $-7,9$ °С, продолжительность отопительного периода – 231 день. Фактически за 2022 год продолжительность отопительного периода – 241 день.

Средняя годовая температура воздуха составляет $0,6$ °С (табл. 3). Самый холодный месяц в году – январь со средней температурой воздуха $-18,4$ °С. Среднемесячная температура июля, самого теплого месяца в году, составляет $+18,5$ °С (табл. 4).

Основные показатели, принимаемые при определении тепловых балансов и расчета теплопотребления:

- расчетная температура наружного воздуха – -39 °С;
- продолжительность отопительного периода – 241 сут.;
- среднесуточная температура отопительного периода – $-7,9$ °С.

Таблица 3

Среднемесячные температуры наружного воздуха

| Месяц | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год/ отопительный период |
|-------------------------------|-------|-------|------|-----|------|------|------|------|-----|-----|------|-------|--------------------------------|
| Температуры (Тобольск), °С | -18,4 | -16,5 | -7,3 | 2,1 | 10,0 | 16,3 | 18,5 | 15,0 | 9,1 | 1,5 | -8,1 | -15,5 | 0,6/-7,9 |
| Дней в месяце, ед. | 31 | 28 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 365/231 |

Источник: СП 131.13330.2020 актуализированная версия СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» (климатическая характеристика принимается для г. Тобольска).

Таблица 4

Климатические параметры, принимаемые в расчетах тепловых балансов и теплопотребления города Тобольска

| Наименование расчетных параметров | Обозначение | Ед. изм. | Значение показателя |
|---|-------------|----------|---------------------|
| Расчетная температура внутреннего воздуха | t_{int} | °С | 21 |

| Наименование расчетных параметров | Обозначение | Ед. изм. | Значение показателя |
|--|-----------------|----------|---------------------|
| Температура внутри помещений (детские сады, школы) | t_{int} | °С | 22 |
| Температура прочих помещений | t_{int} | °С | 18 |
| Расчетная температура внутреннего воздуха производственных зданий | t_{int} | °С | 16 |
| Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года | t_{ext} | °С | -39 |
| Расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции в теплый период года | t_{ext} | °С | -7,9 |
| Температура самого холодного месяца среднесуточная (январь), с для расчета ННЗТ | - | °С | -18,4 |
| Температура переходного периода | $t_{nep. nep.}$ | °С | 10 |
| Продолжительность отопительного периода | N_{ht} | Сут. | 241 |
| Градусо-сутки отопительного периода | D_d | °С сут | -6675,9 |
| Температура холодной воды в отопительный период | t_c | °С | 5 |
| Температура холодной воды в неотопительный период | t_{cs} | °С | 15 |
| Температура горячей воды | | °С | 65 |
| Коэффициент часовой неравномерности теплопотребления | k_r | | 2,4 |
| Продолжительность работы системы ГВС | - | сут. | 351 |
| Среднегодовая температура холодной воды в сети водопровода | - | °С | 8,7 |
| Число часов использования максимальной нагрузки (для жилых зданий) | - | час | 2670 |

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

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура централизованного теплоснабжения городского округа представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее передачу до потребителя.

Описание источников тепловой энергии и тепловых сетей основано на данных, передаваемых разработчику по запросам заказчика Схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

За период 2013-2021 гг. произошли изменения функциональной структуры теплоснабжающих и теплосетевых организаций:

– до 15.10.2013 теплоснабжающей организацией являлся филиал «Энергосистема Западная Сибирь» ОАО «Фортум». С 15.10.2013 зарегистрировано новое общество ООО «Тобольская ТЭЦ», единственным учредителем (участником) которого до февраля 2016 г. являлось ОАО «Фортум». С февраля 2016 г. единственным участником являлось ПАО «Сибур Холдинг». С 01.12.2016 ООО «Тобольская ТЭЦ» реорганизовало в форме присоединения к ООО «СИБУР Тобольск»;

– до 01.07.2014 теплоснабжающей организацией являлся Тобольский филиал ОАО «Тепло Тюмени». С 01.07.2014 ОАО «Тепло Тюмени» реорганизовалось в форме присоединения к открытому акционерному обществу «Сибирско–Уральская энергетическая компания». ПАО «СУЭНКО» согласно ст. 58 ГК РФ стало полным правопреемником по всем правам и обязанностям открытого акционерного общества «Тепло Тюмени». Далее после внеочередного общего собрания акционеров, прошедшего в январе 2015 г., было принято решение об изменении наименования Общества в целях приведения его в соответствие с требованиями новой редакции Гражданского кодекса РФ. Новое полное наименование предприятия: публичное акционерное общество «Сибирско–Уральская энергетическая компания». С 19.07.2019 Обществом произведена смена наименования в соответствии с гражданским законодательством, новое полное наименование: АО «СУЭНКО». Обслуживание объектов теплоснабжения осуществляется АО «СУЭНКО» через свое структурное подразделение –Тобольский филиал АО «СУЭНКО»;

– до февраля 2016 г. теплосетевой организацией, обеспечивающей передачу тепловой энергии через магистральный трубопровод от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной № 1, являлось открытое акционерное общество «Уральская теплосетевая компания» (далее – ОАО «УТСК»). С февраля 2016 г. владельцем магистрального трубопровода являлось ПАО «СУЭНКО», которое также осуществляет передачу тепловой энергии до потребителей, с июля 2019 года владельцем магистрального трубопровода является АО «СУЭНКО»;

– с 2014 г. услуги по передаче тепловой энергии в промышленной зоне оказывает ООО «СИБУР Тобольск». В декабре 2020 года ранее действующие (ООО «СИБУР Тобольск») и новые производственные мощности (ООО «ЗапСибНефтехим») были объединены в одно юридическое лицо — ООО «ЗапСибНефтехим».

Теплоснабжающими организациями муниципального образования город Тобольск, отпускающими тепловую энергию для населения, потребителей бюджетной сферы, производственных предприятий с 2021 года являются:

- ООО «ЗапСибНефтехим»;
- Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации

В городе Тобольске сформированы следующие системы теплоснабжения потребителей:

– для теплоснабжения Нагорной части и Восточной промышленной зоны города принята централизованная система теплоснабжения, при которой тепловая энергия вырабатывается Тобольской ТЭЦ и по тепловым сетям передается потребителям;

– теплоснабжение районов Подгорный, Иртышский, Менделеево, Юго-восточный, Левобережный, Сумкино, Пионерной базы осуществляется от 25 локальных котельных суммарной установленной мощностью по состоянию на 01.01.2024 – 108,589 Гкал/ч;

– для теплоснабжения ряда производственных и общественных зданий используются 40 локальных производственных котельных.

Система горячего водоснабжения в г. Тобольске – преимущественно открытая (от локальных котельных – закрытая).

Система централизованного теплоснабжения охватывает всю территорию городского округа, за исключением производственных зон, подключенных к собственным котельным.

Тобольская ТЭЦ (далее – ЭТПГ) отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отборного пара. Существует две зоны действия источника в горячей воде: отпускает тепловую энергию на нужды ООО «ЗапСибНефтехим» и на город. Объем отпуска тепловой энергии от ЭТПГ за 2020-2024 гг. представлен в таблице 5.

Таблица 5

Отпуск тепловой энергии в виде пара и горячей воды от ЭТПГ (Гкал)

| Наименование показателя | 2020 г. факт* | 2021 г. факт* | 2022 г. факт* | 2023 г. факт* | 2024 г. план |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|
| Выработка тепловой энергии ООО "ЗапСибНефтехим" (генерация ТЭЦ) | 6 118 897 | 6 608 926 | 6 462 574 | 6 105 608 | 5 528 370 |
| Хозяйственные нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 |
| - пар | - | - | - | - | |
| - горячая вода | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 |
| Собственные (производственные) нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 639 480 | 760 346 | 745 508 | 703 683 | 639 030 |
| - пар | 562 079 | 676 119 | 668 557 | 631 248 | 562 079 |
| - горячая вода | 77 401 | 84 227 | 76 951 | 72 435 | 76 951 |
| Полезный отпуск тепловой энергии всего (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 5 473 386 | 5 842 549 | 5 711 035 | 5 395 894 | 4 883 309 |
| тепловая энергия в паре всего, в т.ч. | 4 543 330 | 4 824 680 | 4 696 950 | 4 471 934 | 3865197,63 |
| - тепловая энергия в паре на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим») | 4 477 635 | 4 814 128 | 4 687 088 | 4 461 742 | 3 855 336 |
| - отборный пар | 1 960 054 | 1 574 275 | 1 706 054 | 1 487 176 | 1 337 755 |
| - острый пар | 2 517 581 | 3 239 853 | 2 981 034 | 2 974 566 | 2 517 581 |
| - тепловая энергия в паре прочим потребителям | 65 695 | 10 552 | 9 862 | 10 192 | 9 862 |
| - отборный пар | 65 695 | 10 552 | 9 862 | 10 192 | 9 862 |
| - острый пар | - | - | - | - | |
| тепловая энергия в горячей воде всего, в т.ч. | 930 056 | 1 017 869 | 1 014 085 | 923 960 | 1 018 111 |

| Наименование показателя | 2020 г. факт* | 2021 г. факт* | 2022 г. факт* | 2023 г. факт* | 2024 г. план |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|
| - на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим») | 160 828 | 172 499 | 173 605 | 147 880 | 168 977 |
| - прочим потребителям (АО «СУЭНКО») | 769 228 | 845 370 | 840 480 | 776 080 | 849 134 |

Примечание: объемы для абонентов снижены за счет реорганизации ЗСНХ и СИБТ (внутреннее потребление пара отборного снижено за счет консервации части объектов (вахтовый городок)), снижено потребление пара абонентом АО "СГ-транс" (потребление только в летний период).

Снижение отпуска тепла в отборном паре от Тобольской ТЭЦ (Производства ЭТПГ) обусловлено прогнозом по увеличению потребления сбросовой тепловой энергии на заводе мономеров от производства ДПП завода полимеров.

ЭТПГ вырабатывает тепловую энергию для нужд Нагорной части города Тобольска. Распределение и поставку тепловой энергии конечным потребителям Нагорной части города Тобольска осуществляет Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

В Нагорной части города Тобольска построена Городская котельная № 1. Проектом предусматривалась автономная работа для нужд отопления и горячего водоснабжения города, предусматривалась работа 4 пиковых котлов КВГМ-100 (100 Гкал/ч), работа котельной должна осуществляться по закрытой схеме. На момент разработки схемы теплоснабжения не закончен монтаж двух котлов КВГМ-100, два котла в процессе консервации разморожены, дальнейшая эксплуатация невозможна.

Городская котельная № 1 (ГК-1) на момент разработки Схемы теплоснабжения является связующим элементом теплоснабжения Нагорной части города, обеспечивая необходимый гидравлический режим, работая как насосная станция. Резервные емкости под воду, установленные на ГК-1 5000м³ x 2 шт. являются буфером, при отсутствии водоразбора, регулируют давление в обратном трубопроводе на ЭТПГ, котельная является дополнительным источником подпиточной воды.

Теплоснабжение Подгорной части города, п. Сумкино, мкрн. Иртышский, мкрн. Менделеево, ТО Левобережье, районов Юго-восточный и Пионерной базы осуществляется от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО». Теплосетевые комплексы (котельные, тепловые сети, насосные станции), расположенные в г. Тобольске, являются собственностью муниципального образования и переданы в аренду АО «СУЭНКО» на основании договоров аренды.

Имущественный комплекс систем централизованного теплоснабжения в составе объектов инженерной инфраструктуры, участвующих в технологическом процессе выработки и передачи тепловой энергии, расположенных на территории г. Тобольска и входящих в муниципальную собственность, передан Комитетом по управлению имуществом администрации города Тобольска и Муниципальным казенным учреждением «Имущественная казна города Тобольска» в аренду АО «СУЭНКО» по договорам аренды.

Теплоснабжение потребителей Тобольского филиала АО «СУЭНКО» осуществляется от 25 котельных. В конце 2017 г. были введены в эксплуатацию котельные № 9, № 11 в п. Сумкино. Котельная № 1 (п. Сумкино) – выведена из эксплуатации в конце 2017 г. Вырабатываемая на котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» тепловая энергия отпускается в виде сетевой воды. Прекращены договоры аренды Котельных № 21, 23, 26.

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от 15 котельных: №№ 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

Теплоснабжение потребителей мкрн. Иртышский г. Тобольска осуществляется от двух котельных: №№ 3; 20. Ранее действующая котельная № 7 выведена из эксплуатации в 2014 г.

Теплоснабжение потребителей мкрн. Менделеево г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 22.

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 16.

Теплоснабжение потребителей ТО Левобережье г. Тобольска осуществляется от двух котельных №№ 15; 19.

Теплоснабжение потребителей п. Сумкино г. Тобольска осуществляется от трех котельных: №№ 2, 9, 11. Котельная № 1 выведена из эксплуатации в конце 2017 г.

Теплоснабжение потребителей района Пионерной базы г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 28.

Несколько локальных котельных находятся в собственности организаций и предприятий города Тобольска и осуществляют теплоснабжение своих производственных и административных объектов (табл. 6):

- Тобольско – Тюменская епархия (18 локальных котельных);
- ОАО «Тобольское ПАТП» (1 локальная производственная котельная);
- ОАО «Тобольский городской молочный завод» (1 локальная производственная котельная);
- ОАО «Тобольский речной порт» (1 локальная производственная котельная).

Таблица 6

**Перечень и характеристика локальных котельных города Тобольска
по состоянию на 01.01.2024**

| Наименование предприятия/ Наименование источника | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Располагаемая мощность, Гкал/ч | Подключенная нагрузка, Гкал/ч |
|---|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| Тобольско – Тюменская епархия, 18 котельных | 5,811 | Данные не предоставлены | |
| ОАО «Тобольское ПАТП» | 2,544 | Данные не предоставлены | |
| ОАО Тобольский городской молочный завод» | 2,08 | Данные не предоставлены | |
| ОАО «Тобольский речной порт» | 3,44 | Данные не предоставлены | 1,72 |

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

ЭТПГ вырабатывает тепловую энергию в виде пара и горячей воды для нужд Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны. По тепловым сетям магистральной теплотрассы, протяженностью 9,445 км, тепловая энергия поступает от ЭТПГ до Городской котельной № 1. Распределение и поставку тепловой энергии конечным потребителям Нагорной части города Тобольска осуществляет Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

До февраля 2016 г. в соответствии с договором на теплоснабжение, заключенным между ОАО «УТСК» и ПАО «СУЭНКО» через присоединенную тепловую сеть ОАО «УТСК» поставляло тепловую энергию в горячей воде для целей организации теплоснабжения потребителей г. Тобольска до границ раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон, которые определены Актом, являющимся обязательным приложением к договору. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон были установлены по узлам П2, П3а, П4, П5, узел А с наружной стороны стен по выходу тепломагистрали, находящимся на балансе ОАО «УТСК».

По состоянию на 01.01.2024 граница раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности трубопроводов ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» и теплотрассы АО «СУЭНКО» устанавливается по сварному шву (нижнего отвода и прямолинейного участка трубопровода в сторону ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим») на трубопроводах прямой и обратной тепловой сети 2Ду900 мм, расположенных на расстоянии 2,5 м от точки врезки в теплотрассу АО «СУЭНКО» протяженностью 9,445 км между опорами № 19 и № 20².

Принципиальная схема теплоснабжения город Тобольска представлена на рисунке 2.

² Границы определены Актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон

Принципиальная схема

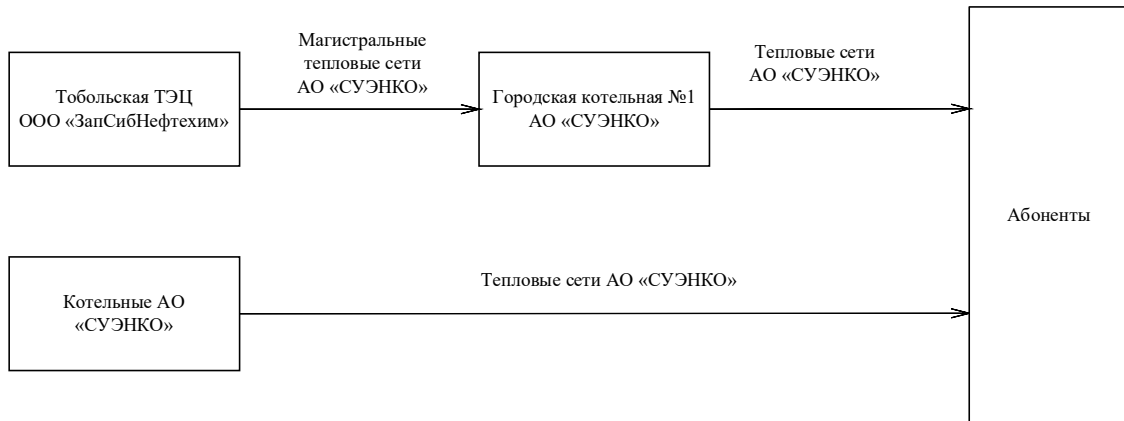


Рисунок 2. Принципиальная схема теплоснабжения города Тобольска

Объем переданной тепловой энергии определяется по установленным узлам коммерческого учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в соответствии с перечнем присоединенных потребителей к сетям АО «СУЭНКО».

С июля 2019 г. участок тепловых сетей магистральной теплотрассы от ЭТПГ до Городской котельной № 1, протяженностью 9,445 км является собственностью АО «СУЭНКО». Поставка тепловой энергии и теплоносителя осуществляется по договору между ООО «ЗапСибНефтехим» и АО «СУЭНКО» (договор поставки тепловой энергии и теплоносителя от 19.02.2016 № Д-Т-2016-0089/ТТЭЦ.6).

Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

В г. Тобольске, в соответствии с распоряжением администрации города Тобольска от 17.12.2010 года № 2443 «О создании единой дежурно-диспетчерской службы», Положением о единой дежурно-диспетчерской службе города Тобольска (приложение №1 к распоряжению администрации города Тобольска от 17.12.2010 года № 2443), постановлением администрации города Тобольска от 01.08.2012 года №110 «Об организации сбора и обмена информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», создана и функционирует Единая дежурно-диспетчерская служба в составе МКУ «Управление по ГОЧС г. Тобольска» (далее – ЕДДС города).

ЕДДС города – орган повседневного управления городской подсистемы РСЧС, предназначенной для координации действий дежурных и диспетчерских служб города (в первую очередь, имеющих силы и средства постоянной готовности к реагированию на возникающие ЧС – экстренного вызова «01», «02», «03», «04», топливно-энергетического и жилищно-коммунального хозяйства, потенциально опасных объектов) и создаваемый при органе управления ГОЧС на штатной (за счёт дополнительной численности органа ГОЧС) или внештатной (путём организации дежурства должностных лиц существующих органов управления и ДДС) основе.

Основными задачами ЕДДС города являются:

- оперативное управление силами и средствами постоянной готовности, постановка и доведение до них задач по локализации и ликвидации последствий пожаров, аварий, стихийных бедствий и других ЧС, принятие необходимых экстренных мер и решений (в пределах, установленных вышестоящими органами полномочий);
- приём от населения любых сообщений несущих информацию об угрозе или факте возникновения ЧС природного и техногенного характера, аварий, их анализ и оценка достоверности, доведение поступающей информации до ДДС, в компетенцию которых входит реагирование на принятое сообщение, и контроль принятых ими мер;

- сбор от дежурно-диспетчерских служб, систем мониторинга окружающей среды и распространения между ДДС города информации об угрозе или факте возникновения ЧС, аварий, требующих совместных действий городских служб;

- обработка и анализ данных о ЧС, определение её масштаба и состава дежурно-диспетчерских служб, привлекаемых для реагирования на ЧС, их оповещение о переводе в высшие режимы функционирования ОСОДУ;

- оценка и контроль обстановки, подготовка вариантов управленческих решений по ликвидации ЧС, принятие необходимых решений, доведение задач до ДДС и подчинённых сил постоянной готовности, контроль их выполнения и организация взаимодействия;

- представление докладов об угрозе или возникновении ЧС, сложившейся обстановке, возможных вариантах решений и действий по её ликвидации ЧС вышестоящими органами управления по подчинённости;

- информирование об обстановке и принятых мерах дежурно-диспетчерских служб, привлекаемых к ликвидации ЧС, подчинённых сил постоянной готовности;

- обобщение информации о прошедших ЧС (за сутки дежурства), ходе работ по их ликвидации и представление соответствующих докладов по подчинённости.

ЕДДС города включает в себя: руководство ЕДДС, дежурно-диспетчерский персонал; пункт управления, средства связи, оповещения и автоматизации управления. На базе ЕДДС МО развернута и функционирует в круглосуточном режиме «Система-112», которая обеспечивает вызов экстренных оперативных служб через единый номер «112».

Имеются прямые линии связи с Тобольским телеграфом, ООО «ЗапСибНефтехим».

ЕДДС города взаимодействует с диспетчерскими службами теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Заключены соглашения о взаимодействии и информационном обмене между ЕДДС города и ведомственными ДДС, в том числе с ООО «ЗапСибНефтехим» и АО «СУЭНКО».

1.1.3 Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО (производственных котельных)

На территории города Тобольска действует несколько производственных котельных, не отпускающих тепловую энергию сторонним потребителям.

Предприятиями в производственных зонах городского округа, подключенными к собственным производственным котельным, обеспечивающим отпуск тепловой энергии на собственные производственные и хозяйственные нужды производственных предприятий и организаций, являются: Тобольско – Тюменская епархия (18 локальных котельных), ОАО «Тобольское ПАТП» (1 локальная производственная котельная), ОАО «Тобольский городской молочный завод» (1 локальная производственная котельная), ОАО «Тобольский речной порт» (1 локальная производственная котельная).

При формировании Схемы теплоснабжения существующие характеристики и перспективы развития источников теплоснабжения, не обеспечивающих тепловой энергией население и социально значимые объекты, и не входящих в реестр имущества муниципального образования город Тобольск, не рассматриваются.

1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде. В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Индивидуальные источники тепловой энергии (крышные котельные) для теплоснабжения многоквартирных домов не используются.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления не планируется.

Графические материалы (бумажные и электронные карты-схемы городского округа с его делением на зоны действия источников, теплоснабжающих и теплосетевых организаций) приведены в составе Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска (см. Приложения к схеме теплоснабжения г. Тобольск).

Карта-схема расположения и сетей источников теплоснабжения г. Тобольска приведена в Приложении к схеме теплоснабжения г. Тобольск).

Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Тобольска на период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года изменений, в функциональной структуре теплоснабжения, не зафиксировано.

1.2 Источники тепловой энергии

1.2.1 Источники комбинированной выработки тепла и электроэнергии

Источником комбинированной выработки тепла и электроэнергии является ЭТПГ, введенная в эксплуатацию в 1980 г.

От ЭТПГ осуществляется теплоснабжение потребителей Восточной промышленной зоны (зоны НХК) и Нагорной части города Тобольска.

Мощность ЭТПГ по электрической энергии до 2011 г. – 452 МВт. В 2011 г. на ЭТПГ в рамках договора о предоставлении мощности (ДПМ) комплекс генерирующего оборудования станции мощностью 213,3 МВт (по электрической энергии) введен в коммерческую эксплуатацию в начале октября 2011 г. Особенность нового пускового комплекса ЭТПГ – технологическое решение, при котором используется часть оборудования, построенного в 1986 г. К турбине Р-100, выведенной из консервации, установлена вновь построенная приключенная турбина К-110, которая вторично использует энергию пара. Такая комбинация позволяет загрузить имеющиеся мощности и обеспечить их работу в экономичном режиме.

1.2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

В состав ЭТПГ входит:

Основное установленное оборудование ЭТПГ (табл. 7-8):

- водогрейные котлы КВГМ-100 ст. № 1, 2, 3;
- паровые котлы ТГМЕ-428 Е-500-140 ГМВН ст. № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9;
- паровые турбины ПТ-135/165-130/15- 1шт., Т-175/210-130 – 1шт., ПТ-140/165-130/15 – 1 шт., Р-100-130/15 – 1 шт., К-110-1,6 – 1 шт.;
- редуционно-охладительные установки: быстродействующие – 4 шт., растопочные – 2 шт.

Водогрейные газо-мазутные котлы типа КВГМ-100 предназначены для покрытия пиков теплофикационных нагрузок.

Таблица 7

Параметры работы основного оборудования ЭТПГ в 2021 г., используемого при производстве тепловой энергии

| Маркировка | Тип оборудования | Год ввода в эксплуатацию | Завод-изготовитель (страна) | Установленная мощность | Производительность (фактическая) | Режим работы | Вид топлива |
|------------------------|-------------------|--------------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------------------|--------------|---------------|
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1983 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | базовый | Природный газ |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1983 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1984 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1984 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1986 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1987 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1988 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 1988 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН | Паровой котел | 2011 | «Красный котельщик» г. Таганрог | 300,3 Гкал/ч | 300,3 Гкал/ч | | |
| КВГМ-100 | Водогрейный котел | 1980 | Дорогобужский котельный завод | 100 Гкал/ч | 100 Гкал/ч | пиковый | Природный газ |
| КВГМ-100 | Водогрейный котел | 1981 | Дорогобужский котельный завод | 100 Гкал/ч | 100 Гкал/ч | | |

| Маркировка | Тип оборудования | Год ввода в эксплуатацию | Завод-изготовитель (страна) | Установленная мощность | Производительность (фактическая) | Режим работы | Вид топлива |
|--|----------------------------------|--------------------------|--|------------------------|----------------------------------|--------------|-------------|
| КВГМ-100 | Водогрейный котел | 1984 | Дорогобужский котельный завод | 100 Гкал/ч | 100 Гкал/ч | | |
| ПТ-135/165-130/15 | Паровая турбина | 1983 | ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург | Максимальная 162 МВт | Номинальная 135 МВт | - | - |
| ПТ-140/165-130/15-2 | Паровая турбина | 1985 | ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург | Максимальная 167 МВт | Номинальная 142 МВт | - | - |
| Т-175/210-130 | Паровая турбина | 1983 | ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург | Максимальная 210 МВт | Номинальная 175 МВт | - | - |
| Р-100-130/15 | Паровая турбина | 2011 | ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург | 103,6 МВт | - | - | - |
| К-110-1,6 | Паровая турбина | 2011 | ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург | 109,7 МВт | - | - | - |
| Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-1А | Редуционно-охлаждающая установка | 1983 | - | 250 т/ч | 250 т/ч | - | - |
| Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-1Б | Редуционно-охлаждающая установка | 1983 | - | 250 т/ч | 250 т/ч | - | - |
| Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-2 | Редуционно-охлаждающая установка | 2014 | - | 250 т/ч | 250 т/ч | - | - |
| Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-3 | Редуционно-охлаждающая установка | 2014 | - | 250 т/ч | 250 т/ч | - | - |

| Маркировка | Тип оборудования | Год ввода в эксплуатацию | Завод-изготовитель (страна) | Установленная мощность | Производительность (фактическая) | Режим работы | Вид топлива |
|--|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|---|---------------------|--------------------|
| Растопочная редуционно-охлажденная установка | Редуционно-охлажденная установка | 1984 | - | 150 т/ч | 150 т/ч | - | - |
| Растопочная редуционно-охлажденная установка | Редуционно-охлажденная установка | 1984 | - | 150 т/ч | 150 т/ч | - | - |

Таблица 8

Краткая характеристика оборудования действующей части ЭТПГ

| Наименование показателей | ПТ-135/165-130/15 Ст.№1 | ПТ-140/165-130/15 Ст.№4 | Т-175/210-130 Ст.№2 | Р-100-130/15 | К-110-1,6 |
|--|----------------------------|----------------------------|------------------------|--------------|-----------|
| Мощность, МВт | | | | | |
| номинальная | 135 | 142 | 175 | - | - |
| максимальная | 162 | 167 | 210 | 103,6 | 109,7 |
| Абсолютное давление свежего пара, кгс/см ² | 130 | 130 | 130 | - | - |
| Температура свежего пара, °С | 555 | 555 | 555 | - | - |
| Максимальный расход свежего пара, т/ч | 760 | 810 | 760 | - | - |
| Номинальные величины одновременных отборов при номинальной мощности: | | | | | |
| производственного, Гкал/ч (т/ч) | 195(320) | 205(335) | 0 | - | - |
| отопительного, Гкал/ч, (т/ч) | 110(210) | 115(220) | 270(520) | - | - |
| Номинальное абсолютное давление производственного отбора кгс/см ² | 15 | 15 | - | - | - |
| Пределы регулируемого давления в отопительных отборах | | | | | |
| в нижнем отопительном отборе, кгс/см ² | 0,4 - 1,2 | 0,4 - 1,2 | 0,5 - 2,0 | - | - |
| в верхнем отопительном отборе, кгс/см ³ | 0,9 - 2,5 | 0,9 - 2,5 | 0,6 - 3,0 | - | - |
| Тип ПСГ | ПСГ-1300-3-8-1 | ПСГ-1300-3-8-2 | ПСГ-5000-3,5-8-1 | - | - |
| Расход сетевой воды: | | | | | |
| минимальный, т/ч | 1200 | 1200 | 2700 | - | - |
| максимальный т/ч | 3000 | 3000 | 7200 | - | - |
| номинальный т/ч | 2300 | 2300 | 6000 | - | - |

1.2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Показатели установленной мощности ЭТПГ представлены в таблице 9.

Таблица 9

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки ЭТПГ

| Оборудование | Установленная тепловая мощность Гкал/ч | | | | |
|---------------------------------|--|-------------------------------|------------|-----------------------|--------------|
| | Пара производственных отборов | Пара теплофикационных отборов | ПВК | Энергетических котлов | Всего Гкал/ч |
| ПТ-135/165-130/15 Ст. № 1 | 195 | 110 | | | 305 |
| ПТ-140/165-130/15 Ст.№4 | 205 | 115 | | | 320 |
| Т-175/210-130 Ст. № 2 | | 270 | | | 270 |
| КВГМ-100 | | | 300 | | 300 |
| Энергетические котлы (ТГМЕ-428) | | | | 1028 | 1028 |
| По ЭТПГ | 400 | 495 | 300 | 1028 | 2223 |

1.2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

По состоянию на 01.01.2024 ограничения тепловой мощности ЭТПГ отпуска тепла потребителям с паром и горячей водой отсутствуют.

1.2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Данные об установленной, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значениях тепловой мощности нетто за 2022 г. представлены в таблице 10.

Таблица 10

Баланс тепловой мощности ЭТПГ

| Наименование | Установленная мощность (в паре и в горячей воде), Гкал/ч | Располагаемая мощность, Гкал/ч | Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч (в горячей воде) | Тепловая мощность нетто, Гкал/ч |
|--------------|--|--------------------------------|---|---------------------------------|
| ЭТПГ | 2223 | В паре 1428 | 114,216 | 1428 |
| | | Горячая вода 795 | | 680,8 |

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, представлен в таблице 11.

Таблица 11

Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2020 г. факт | 2021 г. факт | 2022 г. факт | 2023 г. факт |
|--|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ЭТПГ | | | | | |
| Производство теплоэнергии | Гкал | 6 118 897 | 6 608 926 | 6 462 574 | 6 105 608 |
| Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расхода на производство прочей продукции) | Гкал | 639 480 | 760 346 | 745 508 | 703 683 |
| Отпуск тепла с коллекторов всего | Гкал | 5 479 417 | 5 848 580 | 5 717 066 | 5 504 925 |
| Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды (без учета расхода на производство прочей продукции) | Гкал | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 |
| Полезный отпуск теплоэнергии | Гкал | 5 473 386 | 5 842 549 | 5 711 035 | 5 395 894 |

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

Данные по срокам ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, срокам его освидетельствования и мероприятиям по продлению ресурса представлены в таблице 12. Данные по годам продления ресурса котлов и паровых турбин ЭТПГ представлены в таблицах 13-14.

Таблица 12

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования и освидетельствования оборудования ЭТПГ

| № п/п | Наименования оборудования | Регистрационный номер | Год ввода в эксплуатацию | Год последнего освидетельствования | Год продления разрешенной эксплуатации | Мероприятия по продлению |
|-------|---|-----------------------|--------------------------|------------------------------------|--|--------------------------|
| 1 | Котел водогрейный ст. № 1, КВГМ-100 | 2341 | 1978 | ЭПБ 07.07.2016 | 2022 | нет |
| 2 | Котел водогрейный ст. № 2, КВГМ-100 | 2392 | 1981 | ЭПБ 28.12.2017 | 2025 | нет |
| 3 | Котел водогрейный ст. № 3, КВГМ-100 | 2495 | 1984 | ЭПБ 27.09.2017 | 2025 | нет |
| 4 | Подогреватель сырой воды № 1 (бойлер сетевой), ПСВ-500-3-23 | 143Т | 1993 | Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017 | 28.12.2023 | нет |
| 5 | Подогреватель сырой воды №2 (бойлер сетевой) ПСВ-500-3-23 | 144Т | 1993 | Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017 | 28.12.2023 | нет |
| 6 | Подогреватель сырой воды №3 (бойлер сетевой), ПСВ-500-3-23 | 145Т | 1993 | Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017 | 28.12.2023 | нет |
| 7 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-1, ПСГ-1300-3-8-1 | 1 | 1983 | ЭПБ 2017 | 31.12.2025 | нет |
| 8 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-2 ТГ-1, ПСГ-1300-3-8-1 | 6356 | 1984 | ЭПБ 2017 | 31.12.2025 | нет |
| 9 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-4, ПСГ-1300-3-8-1 | 3 | 1985 | ЭПБ 2022 | 31.12.2030 | нет |
| 10 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-4, ПСГ-1300-3-8-1 | 6831 | 1985 | ЭПБ 2022 | 31.12.2030 | нет |
| 11 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-2, ПСГ-5000-3,5-8 | 2 | 1984 | ЭПБ 2020 | 31.12.2028 | нет |
| 12 | Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-2 ТГ-2, ПСГ-5000-3,5-8 | 6357 | 1984 | ЭПБ 2018 | 31.12.2026 | нет |
| 13 | Аккумуляторный бак АБ-1, РВС-2000 м ³ | - | 1981 | Н.О., В.О. 2019 | 2036 | Установлен новый |
| 14 | Аккумуляторный бак АБ-2, РВС-2000 м ³ | - | 1982 | Н.О., В.О. 2019 | 2040 | Установлен новый |
| 15 | Аккумуляторный бак АБ-3, РВС-2000 м ³ | - | 1982 | 11.05.2022 | 31.12.2029 | нет |

Таблица 13

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки

| Ст.№ | Тип котла | Год ввода в эксплуатацию | Парковый ресурс, ч | Наработка на конец 2018 года ч | Год достижения паркового ресурса | Назначенный ресурс, ч | Количество продлений | Год достижения назначенного ресурса |
|------|-----------|--------------------------|--------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|
| 1 | ТГМЕ-428 | 1983 | 120000 | 193000 | 2007 | 215338 | 2 | 2023 |
| 2 | ТГМЕ-428 | 1983 | 120000 | 188603 | 2007 | 222225 | 2 | 2023 |
| 3 | ТГМЕ-428 | 1984 | 120000 | 191898 | 2008 | 222304 | 3 | 2024 |
| 4 | ТГМЕ-428 | 1985 | 120000 | 189239 | 2009 | 222769 | 2 | 2023 |
| 5 | ТГМЕ-428 | 1985 | 120000 | 179495 | 2009 | 200000 | 2 | 2023 |
| 6 | ТГМЕ-428 | 1987 | 120000 | 168012 | 2011 | 228782 | 2 | 2029 |
| 7 | ТГМЕ-428 | 1988 | 120000 | 167091 | 2012 | 212239 | 3 | 2025 |
| 8 | ТГМЕ-428 | 1989 | 120000 | 148434 | 2013 | 188328 | 2 | 2025 |
| 9 | ТГМЕ-428 | 2011 | 120000 | 21750 | 2040 | - | - | - |

Таблица 14

**Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин
источника комбинированной выработки**

| Ст.№ | Тип турбины | Год ввода в эксплуатацию | Парковый ресурс, лет (час) | Наработка на конец 2018 года | Год достижения паркового ресурса | Нормативное число пусков | Количество пусков | Назначенный ресурс, ч | Количество продлений | Год достижения назначенного ресурса |
|------|-------------------|--------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------------|--------------------------|-------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|
| 1 | ПТ-135/165-130/15 | 1983 | 220000 | 254819 | 2013 | 600 | 274 | 315 084 | 1 | 31.12.2027 |
| 2 | Т-175/210-130 | 1983 | 220000 | 227957 | 2012 | 600 | 273 | 280 034 | 1 | 2026 |
| 3 | Р-100-130/15 | 2011 | 220000 | 25791 | 2050 | 600 | 94 | - | - | 2050 |
| 4 | ПТ-140/165-130/15 | 1985 | 220000 | 238630 | 2012 | 600 | 254 | 313 882 | 1 | 31.12.2029 |
| 5 | К-110-1,6 | 2011 | 40 | 22985 | 2050 | 100 | 65 | - | - | 2050 |

1.2.1.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На ЭТПГ бойлеры, сетевые насосы и водогрейные котлы соединены коммуникациями по центральной схеме. Отработанный теплоноситель с температурой не более 70 °С подается из города по обратному трубопроводу и поступает во всасывающий коллектор насосов первого подъема I-СН 1÷5, а в летнем режиме – во всасывающий коллектор трех насосов рециркуляции НРЦ -1÷3.

От насосов первого подъема вода поступает на основные бойлеры трех турбин (ПТ-135/165-130/15, Т-175/210-130, ПТ-140/165-130/15). Бойлеры каждой турбины ПСГ-1 и ПСГ-2 включены последовательно. Из них нагретая не более, чем до 120 °С, вода стационарным коллектором подводится к всасывающим линиям сетевых насосов второго подъема II-СН 1÷5.

Насосами второго подъема вода через напорный коллектор второго подъема поступает на стационарные пиковые бойлеры БС-1,2,3 или водогрейные котлы ВК-1,2,3, в которых при необходимости, догревается до расчетной температуры. После них, горячая вода подается в прямую магистраль теплосети и подается во внешний контур для отопления потребителей. Давление в прямой магистрали составляет $13,5 \pm 0,7$ кгс/см². Давление в обратной магистрали $1,2 \pm 0,2$ кгс/см² поддерживается тремя насосами подпитки теплосети (НПТС) добавкой воды из баков питания теплосети (аккумуляторных баков) АБ 1÷3.

За бойлерами турбин производится отбор горячей воды для собственных нужд ЭТПГ. Технические характеристики оборудования представлены в таблицах 15-18.

Таблица 15

Технические характеристики сетевых насосов ЭТПГ

| 1 | Тип насоса | СЭ 2500-60 | СЭ 2500-180 | СЭ 2500-180 | СЭ 800-100 | СЭ 800-100 | СЭ 800-100 |
|---|-------------------------------|------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|
| 2 | Обозначение насоса | I-СН 1÷5 | II-СН 2,3,4 | II-СН 1,5 | НРЦ-1 | НРЦ-2 | НРЦ-3 |
| 3 | Подача м ³ /час | 2500 | 2500 | 2500 | 800 | 800 | 800 |
| 4 | Напор, м | 60 | 180 | 130 | 35 | 55 | 100 |
| 5 | Температура перекач. воды, °С | 180 | 180 | 180 | 120 | 120 | 120 |
| 6 | Тип электродвигателя | A312-41-4 | 2A3M1600 | 2A3M1600 | A3400L4 | A3400L4 | A3400L4 |
| 7 | Мощность, кВт | 500 | 1600 | 1300 | 315 | 315 | 315 |
| 8 | Напряжение, В | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 | 6000 |

Таблица 16

Технические характеристики пиковых сетевых бойлеров

| | | |
|---|--|----------------|
| 1 | Тип | ПСВ -500-14-23 |
| 2 | Поверхность нагрева, м ² | 500 |
| 3 | Температура воды на входе, °С | 70 |
| 4 | Температура воды на выходе, °С | 150 |
| 5 | Расход воды через подогреватель, т/час | 1800 |

Таблица 17

Технические характеристики насосов подпитки теплосети (3 шт.)

| | | |
|---|---|---------|
| 1 | Тип | 300Д-70 |
| 2 | Производительность, м ³ /час | 800 |
| 3 | Напор, м. в.ст. | 24 |
| 4 | Напряжение эл/дв., В | 380 |
| 5 | Мощность эл/дв., кВт | 110 |

Таблица 18

Технические характеристики водогрейных котлов КВГМ-100

| | | | |
|---|---------------------------------|--|-----------|
| 1 | Теплопроизводительность, Гкал/ч | | 100 |
| 2 | Температура воды на входе, °С | | 70/110 |
| 3 | Температура воды на выходе, °С | | 150 |
| 4 | Расход воды, т/час | | 1235/2460 |
| 5 | КПД брутто, % | при работе на газе | 92,6 |
| | | при работе на мазуте | 91,1 |
| 6 | Расход топлива | при работе на газе, нм ³ /час | 12520 |
| | | при работе на мазуте, кг/час | 11500 |

1.2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Нагрев сетевой воды на ЭТПГ может осуществляться в трех теплофикационных установках турбоагрегатов типа ПТ-140/165-130/15, ПТ-135/165-130/15, Т-175/210-130 (общей установленной тепловой мощностью 895 Гкал/ч, в том числе паром из отопительных отборов – 495 Гкал/ч, паром из производственных отборов – 400 Гкал/ч) и трех пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 (суммарной установленной мощностью 300 Гкал/ч).

Система теплоснабжения открытая, с качественным регулированием отпуска тепла до температуры наружного воздуха -29°С.

При температуре наружного воздуха – 29°С и ниже – регулирование количественное. Температурный график 150/70°С, с вынужденной срезкой 130/70 °С.

1.2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Коэффициент использования установленной мощности ЭТПГ в части тепловой мощности отбора турбин в 2022 году составил 63,5 %, в 2023 году – 56,8 % (табл. 19).

Таблица 19

Динамика показателей использования установленной мощности ЭТПГ

| Показатель | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Коэффициент использования установленной мощности, %: | | | | | | | |
| электрической | 40,71 | 42,58 | 44,54 | 46,58 | 45,4 | 45,9 | 41,2 |
| тепловой мощности отборов турбин | 61,5 | 61,5 | 61,8 | 64,7 | 56,9 | 63,5 | 56,8 |

1.2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На станции ведется коммерческий учет отпускаемого тепла. Для этой цели используется автоматизированная система учета энергоресурсов (АСУЭ) на базе ПТК «Энергосфера» разработки ООО «Прософт», включающая в себя приборы коммерческого учета тепловой энергии и автоматизированную систему сбора информации с приборов учета. Фактическое количество тепловой энергии, поставляемой в расчетном периоде, фиксируется сторонами в Акте приема-передачи. Коммерческий учет отпуска тепловой энергии предусматривается общим узлом учета, без распределения по видам теплопотребления в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 18.11.1013 № 1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя».

1.2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии ЭТПГ за период 2017-2023 гг. не было. На ЭТПГ 07.04.2015 произошло прекращение подачи электроэнергии и пара,

время для восстановления нормальных параметров тепло- и водоснабжения понадобилось 20 часов. В результате отключения произошло отключение насосного оборудования на ПНС, котельных и водозаборах города Тобольска.

1.2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Выданные предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации ЭТПГ на момент разработки Схемы теплоснабжения отсутствуют.

1.2.1.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегаты), входящее в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

1.2.1.13 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Оборудование, входящее в установку подготовки добавочной воды для подпитки теплосети, представлено в таблице 20.

Таблица 20

Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств по состоянию на 01.01.2024

| Наименование оборудования | Тип | Количество | Техническая характеристика |
|------------------------------|---------------------------|------------|---|
| РН-буферный фильтр | ФИП _П -3,0-0,6 | 6 | рабочее давление - 6,0 кгс/см ² производительность - 350 м ³ /ч диаметр фильтра - 3,0 м фильтрующий материал – катионит высота загрузки - 0,8÷1,0 м |
| Фильтр сульфугольный | ФСУ-3,4-06 | 27 | рабочее давление - 6,0 кгс/см ² производительность - 91 м ³ /ч диаметр фильтра - 3,4 м фильтрующий материал - катионит высота загрузки - 1,7÷2,0 м |
| Бак декарбонизованной воды | | 2 | объем - 400 м ³ диаметр - 7,75 м высота - 9.0 м |
| Насос водопроводной воды | 300Д70 | 2 | производительность - 1250 м ³ /ч напор - 70м мощность двигателя - 320 кВт |
| Насос декарбонизованной воды | 300Д70 | 2 | производительность - 1250 м ³ /ч напор - 70м мощность двигателя - 320 кВт рабочее напряжение - 6 кВ |
| Мерник кислоты | | 2 | объем - 6,3 м ³ диаметр - 3000мм высота - 1670мм |

| Наименование оборудования | Тип | Количество | Техническая характеристика |
|---------------------------|---------------|------------|---|
| Мерник щелочи | | 2 | объем - 1,0 м ³ |
| Насос-дозатор кислоты | НД 100/10К-14 | 4 | производительность - 100л/ч напор - 10м мощность двигателя - 2,2кВт |
| Насос-дозатор щелочи | НД 100/10К-14 | 2 | производительность - 100л/ч напор - 10 м мощность двигателя - 2,2 кВт |
| Декарбонизатор теплосети | | 3 | производительность - 550 м ³ /ч |

Исходной водой для ВПУ подпитки теплосети служит вода питьевого качества, которая поступает с ООО «ЗапСибНефтехим». Вода на химводоочистку подается по двум водоводам, по которым поступает на всас насосов водопроводной воды и, далее, этими насосами подается в подогреватели водопроводной воды или во встроенный пучок конденсатора турбины ПТ-135-130/15 ст.№1. Подогретая до 35-40 °С вода возвращается на химводоочистку и распределяется по трем водоводам подкисления.

Узел подкисления включает в себя мерник кислоты и 4 насоса-дозатора кислоты (НДКт/с). Подкисление производится с целью снижения щелочности добавочной воды для подпитки теплосети.

Подкисленная вода поступает в декарбонизаторы теплосети, оттуда сливается в баки декарбонизированной воды (БДВ-1,2). Из БДВ насосами декарбонизированной воды, вода подается на рН-буферные фильтры и частично на Na-катионитовые фильтры теплосети для обработки воды с целью снижения кальциевой жесткости. После фильтров вода подается в вакуумный деаэратор сетевой воды (ДСВ). В ДСВ производится удаление из подготавливаемой воды свободной углекислоты и растворенного кислорода. На выходе из ДСВ вода подщелачивается путем ввода едкого натра насосом-дозатором щелочи.

Химочищенная вода после ДСВ поступает в баки-аккумуляторы теплосети и оттуда насосами подпитки теплосети подается в обратный трубопровод теплосети.

При отключении воды питьевого качества, имеется возможность подачи в схему подготовки подпиточной воды теплосети, осветленной воды.

В 2014 г. завершены работы по реконструкции системы химводоочистки ЭТПГ.

Для процесса водоподготовки на ЭТПГ используются химические реагенты. На складе ЭТПГ имеются шесть баков для длительного хранения концентрированных растворов серной кислоты и гидроксида натрия. При необходимости со склада растворы реагентов перекачивают в промежуточные мерные емкости для дальнейшей транспортировки на линию химической водоочистки.

Чтобы обеспечить безопасность персонала при транспортировке, была разработана система управления на базе оборудования ОВЕН:

- программируемого контроллера — ОВЕН ПЛК100;
- двух графических панелей — ОВЕН ИП320;
- модуля дискретного вывода — ОВЕН МУ110;
- повторителей сигналов интерфейса RS-485 ОВЕН АС5.

Также в системе используются сигнализаторы уровня СУ115Р, уровнемеры УЛМ4-5 (ЛИМАКО), блоки питания TCL (TracoPower), реле Finder 40.52.024.0 и другое оборудование. Основным управляющим элементом системы является программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК100.

1.2.2 Котельные

1.2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

По состоянию на 01.01.2024 источниками тепловой энергии рассматриваемых систем теплоснабжения города Тобольска являются котельные №№ 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 25, 27, 28, 29 и 31, с суммарной установленной тепловой мощностью в горячей воде 108,589 Гкал/ч.

Городская котельная № 1

В Нагорной части города Тобольска в 1982-1984 гг. спроектирована и построена городская котельная № 1 (далее – ГК-1). Проектирование ГК-1 предусматривало котельную как источник производства тепловой энергии, с блоком химводоочистки, мазутным хозяйством, способным удовлетворить потребность города в тепловой энергии как в межотопительный период, так и в отопительный.

Параметры работы ГК-1 (табл. 21):

- предусматривалась автономная работа для нужд отопления и горячего водоснабжения города;

- предусматривалась работа 4 пиковых котла КВГМ-100 (100 МВт), не закончен монтаж 2-х котлов, остальные 2 котла в процессе консервации разморожены, дальнейшая эксплуатация невозможна;

- работа котельной должна была осуществляться по закрытой схеме (для этих целей установлены пластинчатые теплообменники, которые в настоящее время разморожены и не подлежат дальнейшей эксплуатации);

- проектом предусматривалась работа химводоподготовки: для этих целей смонтирована система фильтров (Н-кат. Ду3400 -12ед; На-кат. Ду1500 -6 ед; (1 ступ. – 4 ед, 2 ступ. – 2 ед.)), насосное оборудование, два паровых котла ГМ-50-14, общей мощностью 56 Гкал/ч. Количество подготовленной воды до 400 тон/час. Последний год эксплуатации системы ХВО датируется 2008 г. На момент проектирования схемы теплоснабжения день ввод в эксплуатацию ХВО не возможен.

Городская котельная №1 (ГК-1) на момент проектирования схемы теплоснабжения является связующим элементом теплоснабжения Нагорной части города, обеспечивая необходимый гидравлический режим, работая как насосная станция. Резервные емкости под воду, установленные в котельной 5000м³ х 2шт. являются буфером, при отсутствии водоразбора, регулируют давление в обратном трубопроводе на ЭТПГ.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-100 №№ 1,2 до 2002 г. находились в работе, котлы №№ 3,4 – не демонтированы. В 2002 г. котлы выведены из эксплуатации. В 2004 г. проведена экспертиза промбезопасности котлов №№ 1,2, по результатам которых дальнейшая эксплуатация котлов невозможна, необходимо произвести полную замену трубных элементов.

В 2008 г. проведена экспертиза промбезопасности паровых котлов ГМ-50-14 №№ 1, 2, по результатам которой эксплуатация котлов разрешена до 2012 г. В связи с выводом из эксплуатации котельного участка в 2009 г. экспертиза промбезопасности больше не проводилась.

Подпиточные насосы 7 гр. (СЭ 800-100-11 - 1 шт.) и 9 гр. (Д 630-90-1шт.) выкачивают воду для подпитки теплосети с баков аккумуляторов. Аккумуляторные баки, установленные объемом 5000м³, заполняются в ночное время, когда водоразбор в городе минимальный. Еще одной из функций подпиточных насосов является регулировка давления на всасе насосов 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5 шт.), то есть ими можно либо увеличить или уменьшить давление в подающем трубопроводе идущим на город. Нарботка насосов 7 гр. составила 5 000 ч., 9 гр. – 44 600 ч.

Сетевые насосы 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5шт.) установлены на прямом трубопроводе на город. Нарботка сетевых насосов 5 гр. №№ 1, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 2 – 11 600 ч. Сетевые насосы 8 гр. (СЭ 1250-70-11 – 5шт.) установлены на обратном трубопроводе из города, качают на ЭТПГ. Нарботка сетевых насосов 8 гр. №№ 2, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 1 – 11 600 ч.

В ходе эксплуатации насосов были выявлены следующие дефекты:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контргаяк втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаяк;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек грундбукс;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны.

Таблица 21

Основное оборудование, установленное на Городской котельной № 1

| Оборудование | Назначение | Марка | Год изготовления/ ввода в эксплуатацию | Кол. | Примечание |
|------------------------------|------------------------------------|--------------------------|---|------|---|
| Котел водогрейный | Выработка тепловой энергии | КВГМ-100 (100 Гкал/ч) | №№ 1, 2, 3, 4 – 1980 г./ №№ 1, 2 – 1995 г., №№ 3, 4 – не закончены монтажом | 4 | Из них: 2 котла выведены из эксплуатации из-за неправильной консервации, 2 котла не закончены монтажом (для восстановления требуется техническая диагностика) |
| Котел паровой | Производство пара | ГМ-50-14 (28 Гкал/ч) | №№ 1, 2 – 1980 г./1995 г. | 3 | Выведены из эксплуатации в 2008 г. из-за отсутствия потребности в химочищенной воде |
| Насос питательный | Для нужд химводоочистки | ЦНСГ-60-264 | | 4 | Выведены из эксплуатации в 2008 г. из-за отсутствия потребности в химочищенной воде |
| Насос сетевой (5 гр.) | Поддержание гидравлического режима | СЭ-1250-140-11 | №1 – 1981 г./1985 г., № 2 – 2012 г./2012 г., №№ 3, 4, 5 – 1981 г./1985 г., | 5 | В 2011 г. 1 насос заменен |
| Насос сетевой (8гр.) | Поддержание гидравлического режима | СЭ-1250-70-11 | № 1 – 2012 г./2012 г., № 2 – 1980 г./1985 г., №№ 3, 4, 5 - 1985 г./1985 г. | 5 | В 2011 г. 1 насос заменен |
| Насос подпиточный (7 гр.) | Поддержание гидравлического режима | Д 630-90 | 2019 г./2012 г. | 1 | В 2011 г. заменен |

| Оборудование | Назначение | Марка | Год изготовления/ ввода в эксплуатацию | Кол. | Примечание |
|---|------------------------------------|---------------|---|------|---|
| Насос подпиточный (9 гр.) | Поддержание гидравлического режима | СЭ 800-100-11 | 1985 г./1985 г. | 1 | |
| Бак запаса воды V-5000 м ³ (H=11,92 м) | | | | 2 | В связи с большим сроком эксплуатации необходимо провести капремонт либо полную замену. |
| ГРУ, ГРП | Газоснабжение | | | | Необходимо провести комплексное обследование систем газоснабжения. |
| Мазутное хозяйство | Резервное топливо | | | | Не закончено монтажом |
| Блок химводоочистки | Подготовка воды | | | | Необходимо провести комплексное обследование системы химводоочистки. |
| Здания, строения и сооружения | | | | | В связи с большим сроком эксплуатации необходимо провести капремонт |

В 2008 г. проведено полное обследование аккумуляторных баков в соответствии с «Заключением № 430-2008 по результатам обследования и комплексной дефектоскопии группы резервуаров: аккумуляторные баки вертикальные стальные цилиндрические резервуары РВС-5000 м³ технологический № 1 и № 2 городская котельная № 1 г. Тобольск Тюменской области ЭЦ-526-2008». По результатам обследования разрешенный уровень воды в баках составил 7 м (при норме 10 м), также было выявлено, что баки пригодны к эксплуатации сроком на 5 лет (до сентября 2013 г.). После сентября 2013 г. необходимо проведение полного обследования баков.

Следующее обследование аккумуляторных баков проводилось для бака № 2 – в 2012 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 2 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»), для бака № 1 – в 2013 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 1 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»). По результатам проведения полного обследования бака № 2 в 2012 г. были выявлены дефекты в фундаменте, стенках резервуара и кровле.

Дефектами фундамента являются:

- частичное разрушение отмостки;
- вымывание грунта из-под отмостки и разрушение песчаного основания непосредственно под днищем резервуара.

Дефектом стенки резервуара являются намокания теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты от атмосферных осадков.

Дефектом кровли является отсутствие теплоизолирующего слоя вместе с покровным слоем для защиты от осадков.

Эксплуатация бака № 2 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

По результатам проведения полного обследования бака № 1 в 2013 г. были выявлены дефекты в стенках резервуара и кровле.

Дефектом стенки резервуара являются намокания теплоизолирующего слоя вследствие частичного отсутствия защиты от атмосферных осадков.

Дефектом кровли является:

– намокание теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты. Отсутствует покровный слой для защиты от осадков;

– нарушена целостность ограждения.

Эксплуатация бака № 1 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

В 2009 г. построена котельная № 32 «Тобольский Кремль» установленной мощностью 6 МВт. Котельная предусматривалась для обеспечения резервного теплоснабжения объектов 1-ой категории потребителей (исторических, культурных объектов). Котельная № 32 не введена в эксплуатацию в связи с отсутствием возможности газоснабжения. Пуско-наладочные работы не производились.

25 котельных обеспечивают теплоснабжением потребителей следующих районов города Тобольска:

- 1) Подгорная часть – 15 котельных;
- 2) микрорайон Иртышский – две котельные;
- 3) микрорайон Менделеево – одна котельная;
- 4) Юго-Восточный район – одна котельная;
- 5) Левобережный район – две котельные;
- 6) п. Сумкино – три котельные;
- 7) район Пионерной базы – одна котельная.

Подгорная часть

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от 15 котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» № 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

1. Котельная № 4. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 2,546 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в декабре 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла ЗИОСАБ-2500 и 1 водогрейный котел ЗИОСАБ-2000. Котлы ЗИОСАБ-2500 и ЗИОСАБ-2000 стальные, газотрубные, двухходовые по дымовым газам, горизонтального исполнения.

Котлы ЗИОСАБ-2500 и ЗИОСАБ-2000 относятся к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-2500 составляет 2,15 Гкал/ч (2500 кВт), ЗИОСАБ-2000 - 1,72 Гкал/ч (2000 кВт).

Основное топливо котла ЗИОСАБ-2500 природный газ, резервное – дизельное топливо. Основное топливо котла ЗИОСАБ-2000 природный газ, резервного нет. Во время отопительного периода в работе находятся 2 водогрейных котла (1 в резерве).

В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДС 135-Т400 РД «ВЕПРЬ» мощностью 100 кВт.

2. Котельная № 5. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 4,299 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,155 Гкал/ч.

Основное топливо природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится, в основном, 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД60 Т400 мощностью 60 кВт.

В период 2013-2014 гг. выполнена полная реконструкция котельной № 5 с заменой оборудования. Произведена установка автономной газовой котельной, которая представляет собой

блок-модуль с полностью смонтированным в заводских условиях всем необходимым оборудованием. Высокий уровень технологической оснащённости, применение самого современного и надежного оборудования, средств автоматизации, использование частотных преобразователей, насосного оборудования, отвечающим всем требованиям по энергоэффективности.

Котельная имеет возможность работы на основном топливе (природный газ) и резервном (дизельное топливо), предусмотрена емкость для хранения резервного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Предусмотрено резервное электропитание (дизель-генераторы) и водоснабжение (бак запаса воды). Система защиты оборудования котельной предусматривает систему автоматического контроля загазованности помещения котельной (метан, угарный газ, дым).

Выполняется автоматическая подпитка внешнего и внутреннего контура подготовленной водой. Предусмотрено управление работой оборудования котельной полностью автоматическом режиме в зависимости от температуры наружного воздуха.

Основное оборудование котельной № 5 после реконструкции.

- котёл КВа-2500 стальной водогрейный тепловой мощностью 2,5 МВт – 2 ед.;
- горелка комбинированная газ/дизтопливо HR93A – 2 ед.;
- теплообменник РР 10-23-1-ВН 95/70-5/80 – 1 ед.;
- теплообменник 2x100 – 2 ед.;
- насос сетевой Wilo-BL 65/170-15/2 – 3 ед.;
- насос котловой Wilo-IPL 80/145-5,5/2 – 2 ед.;
- насос подпиточный Wilo-Economy MHL 505 – 2 ед.;
- насос эжектора и деаэрата Wilo-Econom MHL 506 – 2 ед.;
- система водоподготовки TS91-14 – 1 ед.;
- бак запаса воды – 1 ед./20 м³;
- бак запаса дизтоплива – 1 ед./40 м³;
- внутренний подводящий газопровод к горелкам – 1 ед.

3. Котельная № 6. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,682 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной № 6 установлены 3 водогрейных котла: ЗИОСАБ-3000, ЗИОСАБ-2000, КСВ-2,0. Котлы ЗИОСАБ-3000 и ЗИОСАБ-2000 стальные, газотрубные, двухходовые по дымовым газам, горизонтального исполнения. Котлы ЗИОСАБ-3000 и ЗИОСАБ-2000 относятся к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-3000 составляет 2,58 Гкал/ч (3000 кВт), ЗИОСАБ-2000 – 1,72 Гкал/ч (2000 кВт), КСВ-2,0 – 1,72 Гкал/ч (2000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находятся 2 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДС 135-Т400 РД «ВЕПРЬ» мощностью 100 кВт.

4. Котельная № 8. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,688 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,510 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,4. Котел КСВ-0,4 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный, с двухходовым движением газов (первый ход котла образован жаровой трубой и поворотной камерой, второй образуют дымогарные трубы конвективной части котла). Теплопроизводительность КСВ-0,4 составляет 0,34 Гкал/ч (400 кВт).

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-31.5-Т400 РЛ мощностью 28 кВт.

5. Котельная № 10. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 3,01 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,970 Гкал/ч. Котлоагрегаты введены в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500. Котел КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500 стальной водогрейный котел жаротрубного типа, с реверсивной топкой, для систем водяного отопления с принудительной циркуляцией воды. Теплопроизводительность КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500 – 1,505 Гкал/ч (1747 кВт).

Основное топливо – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится, в основном, 1 водогрейный котел (1 в резерве). Резервного источника электроснабжения нет.

6. Котельная № 12. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,862 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,177 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,5. Котел КСВ-0,5 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный, с двухходовым движением газов (первый ход котла образован жаровой трубой и поворотной камерой, второй образуют дымогарные трубы конвективной части котла). Теплопроизводительность КСВ-0,5 составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт).

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве).

В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-31.5-Т400 РЛ мощностью 28 кВт.

7. Котельная № 13. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,198 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,074 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-115. Котел КВа-115 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-115 составляет 0,1 Гкал/ч (115 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется бензиновая электростанция EB 7.0/400-SLE «Энергоспецтехника» мощностью 6,2 кВт.

8. Котельная № 14. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 8,255 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 3,485 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла КВа-3200. Котел КВа-3200 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-3200 составляет 2,75 Гкал/ч (3200 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится два водогрейных котла (один в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД-200С-Т400-1Р-Т мощностью 200 кВт.

9. Котельная № 17. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 2,752 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,349 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены два водогрейных котла КВа-1600. Котел КВа-1600 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-1600 составляет 1,38 Гкал/ч (1600 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится один водогрейный котел (один в резерве). Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

10. Котельная № 18. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 4,299 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,028 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-2500. Котел КВа-2500 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа – 2500 составляет 2,15 Гкал/ч (2500 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла. В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД-100-Т400-1РМЗ мощностью 100 кВт.

11. Котельная № 24. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,16 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,152 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

До 2017 года были установлены 2 водогрейных котла КС-Г-100. Котел КС-Г-100 стальной, автоматизированный, вертикальный. Теплопроизводительность КС-Г-100 составляла 0,09 Гкал/ч (100 кВт).

В 2017 году было проведено техническое перевооружение котельной, в результате чего были установлены 2 новых котла SKD-93 мощностью 0,08 Гкал/ч (93 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция К 16Н/А мощностью 13 кВт.

12. Котельная № 25. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,862 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,355 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,5 Гс. Котел КСВ-0,5 Гс стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,5 Гс составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-25-Т400 РА «ВЕПРЬ» мощностью 22,2 кВт.

В 2017 году в котельной № 25 были заменены горелки, дизельгенератор, баки.

13. Котельная № 27. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 1,724 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,249 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-1000. Котел КВа-1000 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-1000 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-20-Т400 РЛ2 «ВЕПРЬ» мощностью 15 кВт.

14. Котельная № 29. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 1,032 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,710 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-600. Котел КВа-600 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-600 составляет 0,52 Гкал/ч (600 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо отсутствует. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-8,5-Т400 РЯ2 «ВЕПРЬ» мощностью 6,4 кВт.

15. Котельная № 31. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,86 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,666 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 1 котел КСВ-0,5 и 2 котла КВГ-250. Котел КСВ-0,5 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,5 составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт), КВГ-250 – 0,22 Гкал/ч (250 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных

котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-25-Т400 РА «ВЕПРЬ» мощностью 22,2 кВт.

Микрорайон Иртышский

До 2013 г. теплоснабжение потребителей мкр. Иртышский г. Тобольска осуществлялось от 3 котельных ОАО «Тепло Тюмени» №№3; 7 (выведена из эксплуатации в 2013 г.); 20, с 2014 г. – от 2 котельных.

1. Котельная № 3. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 5,245 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,813 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла: КСВ-1,5; КСВ-1,0; КВА-1600 и КВА-2000. Котел КСВ-1,5 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-1,5 составляет 1,29 Гкал/ч (1500 кВт), КСВ-1,0 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт). КВА-1600 – 1,38 Гкал/ч. КВА-2000 – 1,72 Гкал/ч. Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

2. Котельная № 20. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 17,197 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 11,769 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 1976 г.

В период 2013-2014 гг. в котельной № 20 выполнена реконструкция с полной заменой оборудования на базе здания старой котельной.

Основное оборудование котельной № 20 после реконструкции включает:

- котел КВа-4000 стальной водогрейный тепловой мощностью 4,0 МВт (4 ед.);
- котёл паровой, работающий в водогрейном режиме (сущ.) ДКВР-10/13 (1 ед.);
- горелка комбинированная газ/дизтопливо НР-515А (4 ед.);
- горелка газовая (сущ.) Р-520 (1 ед.);
- теплообменник пластинчатый сетевой «МАШИМПЭКС» (3 ед.);
- теплообменник пластинчатый химводоочистки «МАШИМПЭКС (2 ед.);
- насос сетевой Wilo BL 80/210-37/2 (4 ед.);
- насос котловой Wilo BL 80/145-11/2 (5 ед.);
- насос подпиточный Wilo IPL 50/115-0,75/2 (2 ед.);
- насос химводоочистки Wilo MVI 1604 (2 ед.);
- насос химводоочистки Wilo MHIL 903 (1 ед.);
- бак запаса воды 100м³ (2 ед.);
- бак запаса дизтоплива 75м³ (2 ед.);
- внутренний подводный газопровод к горелкам (1 ед.).

Выполняется автоматическое регулирование производительности котлов и поддержание температуры теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику. Котельная имеет возможность работы на основном топливе (природный газ) и резервном (дизельное топливо), предусмотрена емкость для хранения резервного топлива в случае возникновения аварийной ситуации. Предусмотрено 2 независимых ввода электроэнергии и резервное водоснабжение (бак запаса воды).

Используется частотное регулирование на сетевых насосах. Система защиты оборудования котельной предусматривает систему автоматического контроля загазованности помещения (метан, угарный газ, дым). Выполняется автоматическая подпитка внешнего и внутреннего контура подготовленной водой. Предусмотрено управление работой оборудования котельной полностью в автоматическом режиме в зависимости от температуры наружного воздуха.

Микрорайон Менделеево

Теплоснабжение потребителей мкр. Менделеево г. Тобольска осуществляется от котельной № 22.

По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 17,197 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 14,144 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2007 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла КСВ-5,0. Котел КСВ-5,0 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-5,0 составляет 4,3 Гкал/ч (5000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо для 2-х котлов – дизельное. Для 2 котлов резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется два независимых ввода электроснабжения.

Юго-восточный район

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный города Тобольска осуществляется от котельной № 16.

По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,344 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,074 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2003 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла КС-Г-100. Котел КС-Г-100 стальной, автоматизированный, вертикальный. Теплопроизводительность КС-Г-100 0,09 Гкал/ч (100 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). Резервный источник электроснабжения не предусмотрен.

Левобережный район

Теплоснабжение потребителей района Левобережный города Тобольска осуществляется от котельных № 15; 19.

1. Котельная № 15. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 5,159 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,150 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВСА-3,0. Котел КВСА-3,0 стальной, водогрейный двухходовый с реверсивной топкой. Теплопроизводительность КВСА-3,0 составляет 2,59 Гкал/ч (3000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется два независимых ввода электроснабжения.

2. Котельная № 19. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 4,729 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,331 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

До 2020 года в котельной установлены 2 водогрейных котла: 1 котел ЗИОСАБ-1000 и 1 котел СИМАС-3.5. Котел ЗИОСАБ-1000 относится к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-1000 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт), СИМАС-3.5 – 3,01 Гкал/ч (3500 кВт).

В 2020 году в котельной № 19 выполнена замена котла Ква-1,0 ЛЖ/Гн (модель ЗИОСАБ-1000) на котел КСВ-2,0 производительностью 1,72 Гкал/ч.

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция Акса АЖД-110 мощностью 80 кВт.

п. Сумкино

Теплоснабжение потребителей района Сумкино города Тобольска осуществляется от трех котельных № 2, 9, 11. В конце 2017 года выведена из эксплуатации котельная № 1.

1. Котельная № 2. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 0,431 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,121 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,25. Котел КСВ-0,25 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,25 составляет 0,22 Гкал/ч (250 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция SDMO T-22K мощностью 16 кВт.

2. Котельная № 9. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 3,877 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в конце 2017 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 2 котла КСВ-2,0 и 1 котел КСВ-3,0. Котел КСВ-2,0 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-2,0 составляет 1,72 Гкал/ч (2000 кВт), а КСВ -3,0 – 2,58 Гкал/ч. Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо предусмотрено дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

3. Котельная № 11. По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 9,458 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 5,179 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в конце 2017 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 2 котла КСВ -3,0 и 1 котел КСВ-5,0. Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо предусмотрено дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

Район Пионерной базы

Теплоснабжение потребителей Пионерной базы г. Тобольска осуществляется от котельной № 28.

По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность котельной составляет 1,771 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,385 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла: 2 котла КВГ-630 и 2 котла КВГ-400. Котлы КВГ-630 и КВГ-400 стальные, автоматизированные, вертикальные. Теплопроизводительность КВГ-630 составляет 0,54 Гкал/ч (630 кВт), КВГ-400 – 0,34 Гкал/ч (400 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция Акса АЈD-110 мощностью 80 кВт.

Основные технические параметры основного оборудования котельных города Тобольска представлены в таблице 22.

Технические параметры основного оборудования котельных АО «СУЭНКО» города Тобольска

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Марка котла | Тип котла (водогрейный/утилизатор) | Мощность котлов, Гкал/ч | Год ввода в эксплуатацию | Режим работы | Тип системы | КПД котла | | КПД котельной | УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал | Дата проведения последней наладки | Вид топлива | | Аварийный источник электроснабжения, тип |
|-------|--|----------------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------|----------------|-------------|------------|------------------------|---------------|------------------------------|-----------------------------------|---------------|-------------------|--|
| | | | | | | | | Паспортный | По результатам наладки | | | | Основной | Резервный | |
| 1 | Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | КСВ - 0,25 | водогрейный | 0,215 | 2005 | сезонный | открытая | 91 | 89,95 | 89,97 | 158,82 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | SDMO T-22K, 16 кВт |
| | | КСВ - 0,25 | водогрейный | 0,215 | 2005 | | | 91 | 89,98 | | 158,77 | | | | |
| 2 | Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | КСВ - 1,0 | водогрейный | 0,86 | 2005 | сезонный | открытая | 91 | 89,82 | 90,25 | 159,05 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КСВ - 1,5 | водогрейный | 1,29 | 2005 | | | 91 | 90,36 | | 158,1 | | | | |
| | | КВа-1600 | водогрейный | 1,376 | 2005 | | | 94 | 90,4 | | 158,03 | | | | |
| | | КВа-2000 | водогрейный | 1,72 | 2005 | | | 91,5 | 90,43 | | 157,98 | | | | |
| 3 | Котельная №4, ул. Мира, 76 | ЗИОСАБ-2500 | водогрейный | 2,15 | 2009 | сезонный | открытая | 92 | 89,97 | 90,47 | 158,78 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ" |
| | | ЗИОСАБ-2500 | водогрейный | 2,15 | 2009 | | | 92 | 90,14 | | 158,48 | | | | |
| | | ЗИОСАБ-2000 | водогрейный | 1,72 | 2009 | | | 92 | 91,3 | | 156,47 | | | | |
| 4 | Котельная №5, ул. Ленина, 72а | КВа-2500 | водогрейный | 2,15 | 2014 | сезонный | открытая | 92 | 91 | 90,42 | 156,99 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АД60 Т400 |
| | | КВа-2500 | водогрейный | 2,15 | 2014 | | | 92 | 89,84 | | 159,01 | | | | |
| 5 | Котельная №6, ул.2-я Вокзальная, 22 | КСВ-2.0 | водогрейный | 1,72 | 2009 | сезонный | открытая | 92 | 88,57 | 91,29 | 161,09 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ" |
| | | ЗИОСАБ-2000 | водогрейный | 1,72 | 2009 | | | 92 | 90,64 | | 158,45 | | | | |
| | | ЗИОСАБ-3000 | водогрейный | 2,58 | 2009 | | | 92 | 94,66 | | 158,08 | | | | |
| 6 | Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11 | КСВ - 0,4 | водогрейный | 0,344 | 2005 | сезонный | открытая | 92 | 92,85 | 93,75 | 158,78 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ" |
| | | КСВ - 0,4 | водогрейный | 0,344 | 2005 | | | 92 | 94,65 | | 163,08 | | | | |
| 7 | Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | КСВ - 2,0 | водогрейный | 1,72 | 2017 | круглогодичный | закрытая | 92 | 89,9 | 90,03 | 158,91 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КСВ - 2,0 | водогрейный | 1,72 | 2017 | | | 92 | 89,91 | | 158,89 | | | | |
| | | КСВ - 3,0 | водогрейный | 2,58 | 2017 | | | 92 | 90,28 | | 158,24 | | | | |
| 8 | Котельная №10, ул. Володарского, уч.27а | КВаГн - 1,5 "Вулкан" | водогрейный | 1,5 | 2004 | сезонный | открытая | 92 | 90,01 | 89,75 | 158,71 | 2020 | природный газ | отсутствует | - |
| | | КВаГн - 1,5 "Вулкан" | водогрейный | 1,5 | 2004 | | | 92 | 89,49 | | 159,63 | | | | |
| 9 | Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | КСВ - 3,0 | водогрейный | 2,58 | 2017 | круглогодичный | закрытая | 92 | 90,49 | 90,29 | 157,87 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КСВ - 3,0 | водогрейный | 2,58 | 2017 | | | 92 | 90,16 | | 158,45 | | | | |
| | | КСВ - 5,0 | водогрейный | 4,299 | 2017 | | | 92 | 90,22 | | 158,34 | | | | |
| 10 | Котельная №12, ул. Ленина, 90а | КСВ - 0,5 | водогрейный | 0,43 | 2005 | сезонный | открытая | 92 | 93,05 | 91,85 | 157,87 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ" |
| | | КСВ - 0,5 | водогрейный | 0,43 | 2005 | | | 92 | 90,65 | | 157,99 | | | | |
| 11 | Котельная №13, ул.3-я Речная, 36 | КВа-115 | водогрейный | 0,099 | 2009 | сезонный | открытая | 92 | 92,4 | 92,35 | 157,02 | 2019 | природный газ | отсутствует | передвижной Бензо-генератор ЕВ 7.0/400-SLE |
| | | КВа-115 | водогрейный | 0,099 | 2009 | | | 92 | 92,3 | | 158,84 | | | | |
| 12 | Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в | КВа-3200 | водогрейный | 2,752 | 2009 | сезонный | открытая | 92 | 88,23 | 89,24 | 161,91 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АД-200С-Т400-1Р-Т |
| | | КВа-3200 | водогрейный | 2,752 | 2009 | | | 92 | 89,64 | | 159,37 | | | | |
| | | КВа-3200 | водогрейный | 2,752 | 2009 | | | 92 | 89,85 | | 159 | | | | |
| 13 | Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | КВСа-3.0 | водогрейный | 2,58 | 2001 | сезонный | открытая | 91 | 95,18 | 95,02 | 156,4 | 1019 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КВСа-3.0 | водогрейный | 2,58 | 2001 | | | 91 | 94,86 | | 155,35 | | | | |
| 14 | Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | КС-Г-100 | водогрейный | 0,086 | 2003 | сезонный | открытая | 87 | 87,24 | 87,05 | 163,75 | 2020 | природный газ | отсутствует | - |
| | | КС-Г-100 | водогрейный | 0,086 | 2003 | | | 87 | 86,92 | | 164,35 | | | | |
| | | КС-Г-100 | водогрейный | 0,086 | 2003 | | | 87 | 86,28 | | 165,57 | | | | |

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Марка котла | Тип котла (водогрейный/утилизатор) | Мощность котлов, Гкал/ч | Год ввода в эксплуатацию | Режим работы | Тип системы | КПД котла | | КПД котельной | УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал | Дата проведения последней наладки | Вид топлива | | Аварийный источник электроснабжения, тип |
|-------|--|-------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------|----------------|-------------|------------|------------------------|---------------|------------------------------|-----------------------------------|---------------|-------------------|--|
| | | | | | | | | Паспортный | По результатам наладки | | | | Основной | Резервный | |
| 15 | Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в | КС-Г-100 | водогрейный | 0,086 | 2003 | сезонный | открытая | 87 | 87,77 | 90,26 | 162,76 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КВа-1600 | водогрейный | 1,376 | 2009 | | | 93 | 89,73 | | 159,21 | | | | |
| 16 | Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в | КВа-1600 | водогрейный | 1,376 | 2009 | сезонный | открытая | 93 | 90,78 | 90,07 | 157,37 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АД-100-Т400-1РМЗ |
| | | КВа-2500 | водогрейный | 2,15 | 2009 | | | 93 | 90,01 | | 158,71 | | | | |
| 17 | Котельная №19, ул. Судостроителей, 16 | СИМАС-3.5 | водогрейный | 3,009 | 2001 | сезонный | открытая | 90 | 91,5 | 91,01 | 156,13 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | Акса АЈD-110 |
| | | КСВ-2,0 | водогрейный | 1,72 | 2020 | | | 94 | 90,51 | | 157,84 | | | | |
| 18 | Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | КВа-4000 | водогрейный | 3,439 | 2014 | круглогодичный | закрытая | 92 | 89,94 | 90,05 | 158,84 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КВа-4000 | водогрейный | 3,439 | 2014 | | | 92 | н/д | | - | | | | |
| | | КВа-4000 | водогрейный | 3,439 | 2014 | | | 92 | 89,91 | | 158,89 | | | | |
| | | КВа-4000 | водогрейный | 3,439 | 2014 | | | 92 | 90,29 | | 158,22 | | | | |
| | | ДКВР-10/13 | водогрейный | 3,439 | 2014 | | | 91 | н/д | | - | | | | |
| 19 | Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | КСВ-5.0 | водогрейный | 4,299 | 2007 | круглогодичный | открытая | 92 | 93,16 | 92,20 | 159,08 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | - |
| | | КСВ-5.0 | водогрейный | 4,299 | 2007 | | | 92 | 92,6 | | 161,18 | | | | |
| | | КСВ-5.0 | водогрейный | 4,299 | 2007 | | | 92 | 91,42 | | 159,81 | | | | |
| | | КСВ-5.0 | водогрейный | 4,299 | 2007 | | | 92 | 91,6 | | 158,13 | | | | |
| 20 | Котельная №24, ул. Пушкина, 33а | SKD-93 | водогрейный | 0,08 | 2017 | сезонный | открытая | 93 | 88,65 | 88,9 | 162,76 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | К 16Н/А |
| | | SKD-93 | водогрейный | 0,08 | 2017 | | | 93 | 89,15 | | 162,73 | | | | |
| 21 | Котельная №25, ул. Пушкина, 22а | КСВ-0.5 Гс | водогрейный | 0,43 | 2004 | сезонный | открытая | 92 | 93,4 | 93,58 | 160,66 | 2019 | природный газ | дизельное топливо | АДА-25-Т400 РА "ВЕПРЬ" |
| | | КСВ-0.5 Гс | водогрейный | 0,43 | 2004 | | | 92 | 93,75 | | 159,83 | | | | |
| 22 | Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в | КВа-1000 | водогрейный | 0,86 | 2009 | сезонный | открытая | 93 | 90,2 | 90,23 | 158,38 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АДА-20-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ" |
| | | КВа-1000 | водогрейный | 0,86 | 2009 | | | 93 | 90,26 | | 158,27 | | | | |
| 23 | Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | КВГ-630 | водогрейный | 0,542 | 2001 | сезонный | открытая | 91 | н/д | 88,44 | - | 2020 | природный газ | отсутствует | Акса АЈD-110 |
| | | КВГ-630 | водогрейный | 0,542 | 2001 | | | 91 | 88,3 | | 161,79 | | | | |
| | | КВГ-400 | водогрейный | 0,344 | 2001 | | | 91 | 89,51 | | 159,71 | 2019 | | | |
| | | КВГ-400 | водогрейный | 0,344 | 2001 | | | 91 | 87,5 | | 163,04 | | | | |
| 24 | Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в | КВа-600 | водогрейный | 0,516 | 2009 | сезонный | открытая | 93 | 90,19 | 90,39 | 158,4 | 2020 | природный газ | отсутствует | АДА-8,5-Т400 РЯ2 "ВЕПРЬ" |
| | | КВа-600 | водогрейный | 0,516 | 2009 | | | 93 | 90,58 | | 157,71 | | | | |
| 25 | Котельная №31, ул. Ленина, 26б | КВГ-250 | водогрейный | 0,215 | 2004 | сезонный | открытая | 91 | 91,81 | 92,79 | 155,6 | 2020 | природный газ | дизельное топливо | АДА-25-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ" |
| | | КВГ-250 | водогрейный | 0,215 | 2004 | | | 91 | 93,2 | | 157,96 | 2019 | | | |
| | | КСВ-0,5 | водогрейный | 0,43 | 2004 | | | 92 | 93,37 | | 159,53 | 2019 | | | |

1.2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельных города Тобольска в 2017 – 2021 гг., представлены в таблице 23.

Таблица 23

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных города Тобольска

| Год | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч | Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч | Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч | Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч |
|--|---|---|---|--|---|
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | |
| 2018 | 0,431 | 0,000 | 0,431 | 0,003 | 0,428 |
| 2019 | 0,431 | 0,000 | 0,431 | 0,003 | 0,428 |
| 2020 | 0,431 | 0,000 | 0,431 | 0,004 | 0,427 |
| 2021 | 0,431 | 0,000 | 0,431 | 0,004 | 0,427 |
| 2022 | 0,431 | 0,000 | 0,431 | 0,004 | 0,427 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | | | | | |
| 2018 | 5,245 | 0,000 | 5,245 | 0,006 | 5,239 |
| 2019 | 5,245 | 0,000 | 5,245 | 0,006 | 5,239 |
| 2020 | 5,245 | 0,000 | 5,245 | 0,006 | 5,239 |
| 2021 | 5,245 | 0,000 | 5,245 | 0,017 | 5,228 |
| 2022 | 5,245 | 0,000 | 5,245 | 0,017 | 5,228 |
| Котельная № 4, ул. Мира, 7б | | | | | |
| 2018 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,026 | 5,993 |
| 2019 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,026 | 5,993 |
| 2020 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,026 | 5,993 |
| 2021 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,079 | 5,940 |
| 2022 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,079 | 5,940 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | | | | | |
| 2018 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,030 | 4,269 |
| 2019 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,030 | 4,269 |
| 2020 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,030 | 4,269 |
| 2021 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,026 | 4,273 |
| 2022 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,026 | 4,273 |
| Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22 | | | | | |
| 2018 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,058 | 5,961 |
| 2019 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,058 | 5,961 |
| 2020 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,058 | 5,961 |
| 2021 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,094 | 5,925 |
| 2022 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,094 | 5,925 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | |
| 2018 | 0,688 | 0,000 | 0,688 | 0,002 | 0,686 |
| 2019 | 0,688 | 0,000 | 0,688 | 0,002 | 0,686 |
| 2020 | 0,688 | 0,000 | 0,688 | 0,002 | 0,686 |
| 2021 | 0,688 | 0,000 | 0,688 | 0,001 | 0,687 |
| 2022 | 0,688 | 0,000 | 0,688 | 0,001 | 0,687 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | |

| Год | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч | Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч | Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч | Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч |
|--|---|---|---|--|---|
| 2018 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,120 | 5,899 |
| 2019 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,120 | 5,899 |
| 2020 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,120 | 5,899 |
| 2021 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,060 | 5,959 |
| 2022 | 6,019 | 0,000 | 6,019 | 0,060 | 5,959 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | |
| 2018 | 3,010 | 0,000 | 3,010 | 0,005 | 3,005 |
| 2019 | 3,010 | 0,000 | 3,010 | 0,005 | 3,005 |
| 2020 | 3,010 | 0,000 | 3,010 | 0,005 | 3,005 |
| 2021 | 3,010 | 0,000 | 3,010 | 0,010 | 3,000 |
| 2022 | 3,010 | 0,000 | 3,010 | 0,010 | 3,000 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | | | | | |
| 2018 | 9,458 | 0,000 | 9,458 | 0,094 | 9,364 |
| 2019 | 9,458 | 0,000 | 9,458 | 0,094 | 9,364 |
| 2020 | 9,458 | 0,000 | 9,458 | 0,094 | 9,364 |
| 2021 | 9,458 | 0,000 | 9,458 | 0,060 | 9,398 |
| 2022 | 9,458 | 0,000 | 9,458 | 0,060 | 9,398 |
| Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | | | | | |
| 2018 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,004 | 0,858 |
| 2019 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,004 | 0,858 |
| 2020 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,004 | 0,858 |
| 2021 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,007 | 0,855 |
| 2022 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,007 | 0,855 |
| Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | |
| 2018 | 0,198 | 0,000 | 0,198 | 0,001 | 0,197 |
| 2019 | 0,198 | 0,000 | 0,198 | 0,001 | 0,197 |
| 2020 | 0,198 | 0,000 | 0,198 | 0,001 | 0,197 |
| 2021 | 0,198 | 0,000 | 0,198 | 0,002 | 0,196 |
| 2022 | 0,198 | 0,000 | 0,198 | 0,002 | 0,196 |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | |
| 2018 | 8,255 | 0,000 | 8,255 | 0,074 | 8,181 |
| 2019 | 8,255 | 0,000 | 8,255 | 0,074 | 8,181 |
| 2020 | 8,255 | 0,000 | 8,255 | 0,074 | 8,181 |
| 2021 | 8,255 | 0,000 | 8,255 | 0,034 | 8,221 |
| 2022 | 8,255 | 0,000 | 8,255 | 0,034 | 8,221 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | |
| 2018 | 5,159 | 0,000 | 5,159 | 0,077 | 5,082 |
| 2019 | 5,159 | 0,000 | 5,159 | 0,077 | 5,082 |
| 2020 | 5,159 | 0,000 | 5,159 | 0,077 | 5,082 |
| 2021 | 5,159 | 0,000 | 5,159 | 0,336 | 4,823 |
| 2022 | 5,159 | 0,000 | 5,159 | 0,336 | 4,823 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | |
| 2018 | 0,344 | 0,000 | 0,344 | 0,001 | 0,343 |
| 2019 | 0,344 | 0,000 | 0,344 | 0,001 | 0,343 |
| 2020 | 0,344 | 0,000 | 0,344 | 0,001 | 0,343 |
| 2021 | 0,344 | 0,000 | 0,344 | 0,002 | 0,342 |

| Год | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч | Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч | Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч | Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч |
|--|---|---|---|--|---|
| 2022 | 0,344 | 0,000 | 0,344 | 0,002 | 0,342 |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | |
| 2018 | 2,752 | 0,000 | 2,752 | 0,005 | 2,747 |
| 2019 | 2,752 | 0,000 | 2,752 | 0,005 | 2,747 |
| 2020 | 2,752 | 0,000 | 2,752 | 0,005 | 2,747 |
| 2021 | 2,752 | 0,000 | 2,752 | 0,005 | 2,747 |
| 2022 | 2,752 | 0,000 | 2,752 | 0,005 | 2,747 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | |
| 2018 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,082 | 4,217 |
| 2019 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,082 | 4,217 |
| 2020 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,082 | 4,217 |
| 2021 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,026 | 4,273 |
| 2022 | 4,299 | 0,000 | 4,299 | 0,026 | 4,273 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | |
| 2018 | 3,869 | 0,000 | 3,869 | 0,130 | 3,739 |
| 2019 | 3,869 | 0,000 | 3,869 | 0,130 | 3,739 |
| 2020 | 3,869 | 0,000 | 3,869 | 0,130 | 3,739 |
| 2021 | 4,729 | 0,000 | 4,729 | 0,087 | 4,642 |
| 2022 | 4,729 | 0,000 | 4,729 | 0,087 | 4,642 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | | | | | |
| 2018 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,145 | 17,052 |
| 2019 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,145 | 17,052 |
| 2020 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,145 | 17,052 |
| 2021 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,182 | 17,015 |
| 2022 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,182 | 17,015 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | |
| 2018 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,070 | 17,127 |
| 2019 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,070 | 17,127 |
| 2020 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,070 | 17,127 |
| 2021 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,277 | 16,920 |
| 2022 | 17,197 | 0,000 | 17,197 | 0,277 | 16,920 |
| Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | | | | | |
| 2018 | 0,160 | 0,000 | 0,160 | 0,002 | 0,158 |
| 2019 | 0,160 | 0,000 | 0,160 | 0,002 | 0,158 |
| 2020 | 0,160 | 0,000 | 0,160 | 0,002 | 0,158 |
| 2021 | 0,160 | 0,000 | 0,160 | 0,001 | 0,159 |
| 2022 | 0,160 | 0,000 | 0,160 | 0,001 | 0,159 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | | | | | |
| 2018 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,005 | 0,857 |
| 2019 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,005 | 0,857 |
| 2020 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,005 | 0,857 |
| 2021 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,008 | 0,854 |
| 2022 | 0,862 | 0,000 | 0,862 | 0,008 | 0,854 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | | | | | |
| 2018 | 1,724 | 0,000 | 1,724 | 0,003 | 1,721 |
| 2019 | 1,724 | 0,000 | 1,724 | 0,003 | 1,721 |

| Год | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч | Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч | Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч | Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч |
|---|---|---|---|--|---|
| 2020 | 1,724 | 0,000 | 1,724 | 0,003 | 1,721 |
| 2021 | 1,724 | 0,000 | 1,724 | 0,006 | 1,718 |
| 2022 | 1,724 | 0,000 | 1,724 | 0,006 | 1,718 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | | | | | |
| 2018 | 1,771 | 0,000 | 1,771 | 0,002 | 1,769 |
| 2019 | 1,771 | 0,000 | 1,771 | 0,002 | 1,769 |
| 2020 | 1,771 | 0,000 | 1,771 | 0,002 | 1,769 |
| 2021 | 1,771 | 0,000 | 1,771 | 0,010 | 1,761 |
| 2022 | 1,771 | 0,000 | 1,771 | 0,010 | 1,761 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | | | | | |
| 2018 | 1,032 | 0,000 | 1,032 | 0,004 | 1,028 |
| 2019 | 1,032 | 0,000 | 1,032 | 0,004 | 1,028 |
| 2020 | 1,032 | 0,000 | 1,032 | 0,004 | 1,028 |
| 2021 | 1,032 | 0,000 | 1,032 | 0,004 | 1,028 |
| 2022 | 1,032 | 0,000 | 1,032 | 0,004 | 1,028 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | | | | | |
| 2018 | 0,860 | 0,000 | 0,860 | 0,002 | 0,858 |
| 2019 | 0,860 | 0,000 | 0,860 | 0,002 | 0,858 |
| 2020 | 0,860 | 0,000 | 0,860 | 0,002 | 0,858 |
| 2021 | 0,860 | 0,000 | 0,860 | 0,006 | 0,854 |
| 2022 | 0,860 | 0,000 | 0,860 | 0,006 | 0,854 |
| ИТОГО город Тобольск | | | | | |
| 2018 | 107,729 | 0,000 | 107,729 | 0,951 | 106,778 |
| 2019 | 107,729 | 0,000 | 107,729 | 0,951 | 106,778 |
| 2020 | 107,729 | 0,000 | 107,729 | 0,952 | 106,777 |
| 2021 | 108,589 | 0,000 | 108,589 | 1,345 | 107,244 |
| 2022 | 108,589 | 0,000 | 108,589 | 1,344 | 107,245 |

1.2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

По состоянию на 01.01.2024 установленная мощность оборудования котельных, отпускающих тепловую энергию населению и бюджетным потребителям по паспортным данным, составляет 108,589 Гкал/ч. В соответствии с предоставленной информацией АО «СУЭНКО» располагаемая тепловая мощность равна установленной тепловой мощности котельных (табл. 23).

1.2.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Расходы тепловой энергии на собственные нужды АО «СУЭНКО» на 2021 г. утверждены в размере 2,242 тыс. Гкал, на 2022 г. – 2,073 тыс. Гкал³.

Параметры тепловой мощности нетто источников представлены в таблице 23.

³ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42.

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

Сроки эксплуатации основного оборудования представлены в таблице 24. Информация по срокам последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, срокам продления ресурса и мероприятиям по продлению ресурса отсутствует.

Срок службы установленных котлов составляет 10 лет (полный срок для котлов теплопроизводительностью до 4,65 МВт принимается равным 10 годам).

В соответствии с приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» тепловые энергоустановки подвергаются техническому освидетельствованию с целью установления сроков и условий их эксплуатации и определения мер, необходимых для обеспечения расчетного ресурса тепловой энергоустановки.

Технические освидетельствования тепловых энергоустановок разделяются на:

- первичное (предпусковое) – проводится до допуска в эксплуатацию;
- периодическое (очередное) – проводится в сроки, установленные приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» или нормативно-техническими документами завода-изготовителя;
- внеочередное – проводится в следующих случаях:
 - если тепловая энергоустановка не эксплуатировалась более 12 месяцев;
 - после ремонта, связанного со сваркой или пайкой элементов, работающих под давлением, модернизации или реконструкции тепловой энергоустановки;
 - после аварии или инцидента на тепловой энергоустановке;
 - по требованию органов государственного энергетического надзора, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Таблица 24

Срок эксплуатации котлов котельных АО «СУЭНКО» города Тобольска

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Срок эксплуатации |
|-------|--|---------------------|--------------------------|-------------------|
| 1 | Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | КСВ - 0,25 | 2005 | 18 |
| | | КСВ - 0,25 | 2005 | 18 |
| 2 | Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | КСВ - 1,0 | 2005 | 18 |
| | | КСВ - 1,5 | 2005 | 18 |
| | | КВа-1600 | 2005 | 18 |
| | | КВа-2000 | 2005 | 18 |
| 3 | Котельная №4, ул. Мира,7б | ЗИОСАБ-2500 | 2009 | 14 |
| | | ЗИОСАБ-2500 | 2009 | 14 |
| | | ЗИОСАБ-2000 | 2009 | 14 |
| 4 | Котельная №5, ул. Ленина,72а | КВа-2500 | 2014 | 9 |
| | | КВа-2500 | 2014 | 9 |
| 5 | Котельная №6, ул.2-я Вокзальная, 22 | КСВ-2.0 | 2009 | 14 |
| | | ЗИОСАБ-2000 | 2009 | 14 |
| | | ЗИОСАБ-3000 | 2009 | 14 |
| 6 | Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11 | КСВ - 0,4 | 2005 | 18 |
| | | КСВ - 0,4 | 2005 | 18 |
| 7 | Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | КСВ - 2,0 | 2017 | 6 |
| | | КСВ - 2,0 | 2017 | 6 |
| | | КСВ - 3,0 | 2017 | 6 |
| 8 | Котельная №10, ул. Володарского, уч.27а | КВаГн -1,5 "Вулкан" | 2004 | 19 |
| | | КВаГн -1,5 "Вулкан" | 2004 | 19 |
| 9 | | КСВ - 3,0 | 2017 | 6 |

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Срок эксплуатации |
|-------|--|-------------|--------------------------|-------------------|
| | Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | КСВ - 3,0 | 2017 | 6 |
| | | КСВ - 5,0 | 2017 | 6 |
| 10 | Котельная №12, ул. Ленина, 90а | КСВ - 0,5 | 2005 | 18 |
| | | КСВ - 0,5 | 2005 | 18 |
| 11 | Котельная №13, ул.3-я Речная, 36 | КВа-115 | 2009 | 14 |
| | | КВа-115 | 2009 | 14 |
| 12 | Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в | КВа-3200 | 2009 | 14 |
| | | КВа-3200 | 2009 | 14 |
| | | КВа-3200 | 2009 | 14 |
| 13 | Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | КВСа-3.0 | 2001 | 22 |
| | | КВСа-3.0 | 2001 | 22 |
| 14 | Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б | КС-Г-100 | 2003 | 20 |
| | | КС-Г-100 | 2003 | 20 |
| | | КС-Г-100 | 2003 | 20 |
| | | КС-Г-100 | 2003 | 20 |
| 15 | Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в | КВа-1600 | 2009 | 14 |
| | | КВа-1600 | 2009 | 14 |
| 16 | Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в | КВа-2500 | 2009 | 14 |
| | | КВа-2500 | 2009 | 14 |
| 17 | Котельная №19, ул. Судостроителей, 16 | СИМАС-3.5 | 2001 | 22 |
| | | КСВ-2,0 | 2020 | 3 |
| 18 | Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | КВа-4000 | 2014 | 9 |
| | | КВа-4000 | 2014 | 9 |
| | | КВа-4000 | 2014 | 9 |
| | | КВа-4000 | 2014 | 9 |
| | | ДКВР-10/13 | 2014 | 9 |
| 19 | Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | КСВ-5.0 | 2007 | 16 |
| | | КСВ-5.0 | 2007 | 16 |
| | | КСВ-5.0 | 2007 | 16 |
| | | КСВ-5.0 | 2007 | 16 |
| 20 | Котельная №24, ул. Пушкина, 33а | SKD-93 | 2017 | 6 |
| | | SKD-93 | 2017 | 6 |
| 21 | Котельная №25, ул. Пушкина, 22а | КСВ-0.5 Гс | 2004 | 19 |
| | | КСВ-0.5 Гс | 2004 | 19 |
| 22 | Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в | КВа-1000 | 2009 | 14 |
| | | КВа-1000 | 2009 | 14 |
| 23 | Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | КВГ-630 | 2001 | 22 |
| | | КВГ-630 | 2001 | 22 |
| | | КВГ-400 | 2001 | 22 |
| | | КВГ-400 | 2001 | 22 |
| 24 | Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в | КВа-600 | 2009 | 14 |
| | | КВа-600 | 2009 | 14 |
| 25 | Котельная №31, ул. Ленина, 26б | КВГ-250 | 2004 | 19 |
| | | КВГ-250 | 2004 | 19 |
| | | КСВ-0,5 | 2004 | 19 |

1.2.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельные не функционируют в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

1.2.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных производится по отопительному графику.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС.

Расчетная температура наружного воздуха для отопления $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Расчетная температура воздуха внутри помещений $+21\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Условия регулирования отпуска тепловой энергии водяными тепловыми сетями от ЭТПГ, ПНС, ЦТП, котельных задаются температурными графиками (табл. 25).

Таблица 25

Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии (группы источников) в системе теплоснабжения

| Наименование предприятия/ Наименование источника | Температурный график, $^{\circ}\text{C}$ |
|---|---|
| ЭТПГ– Городская котельная № 1 | 150/70 $^{\circ}\text{C}$, с вынужденной срезкой на 130 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 70 $^{\circ}\text{C}$ |
| Тобольский филиал АО «СУЭНКО» | |
| ГК-1 | 132/70 с вынужденной срезкой на 115 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 68 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная №2 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная №3 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 65 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельные № 4; 5; 6; 8; 14; 17; 18 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 63 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 9,11 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 73 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 10 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 63 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельные № 12; 13; 25; 27; 31 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельные № 15; 19 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 16 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 20 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 67 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 24 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 55 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 22 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 28 | 90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$ |
| Котельная № 29 | 95/70 $^{\circ}\text{C}$ |
| Нагорная часть – после ПНС - 1 | 105/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$ |
| Нагорная часть – после ПНС - 2 | 110/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 65 $^{\circ}\text{C}$ |
| Нагорная часть – после ПНС - 3 | 110/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 67 $^{\circ}\text{C}$ |

1.2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Котельное оборудование на котельных используется как круглогодично, так и сезонно. Среднегодовая загрузка оборудования по котельным дифференцирована. Сезонная загрузка оборудования присутствует на котельных, в которых отпуск тепловой энергии на нужды ГВС не производится.

1.2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Поагрегатные узлы учета выработанной тепловой энергии на котельных отсутствуют.

Количество выработанной тепловой энергии определяется расчетным методом, исходя из количества потребленного природного газа, согласно утвержденным нормативам удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Потребление топлива принимается по коммерческим узлам учета природного газа.

Количество тепловой энергии, отпущенной в сеть котельными, определяется расчетным методом, включающим показания технических узлов учета отпущенной тепловой энергии.

Количество тепловой энергии, отпущенной в сеть от ЭТПГ, определяется по коммерческому узлу учета тепловой энергии.

На объектах котельных эксплуатируются коммерческие узлы учета газа и технические узлы учета отпущенной тепловой энергии (табл. 26).

Таблица 26

Сведения о приборах учета отпущенной тепловой энергии

| Наименование котельной | Марка узла учета отпущенной тепловой энергии |
|-------------------------------|--|
| Котельная № 2 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 3 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 4 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий |
| Котельная № 5 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |
| Котельная № 6 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСРВ-024- не коммерческий |
| Котельная № 8 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСРВ - некоммерческий |
| Котельная № 9 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 10 | Теплосчетчик-регистратор ТСРВ-010М- не коммерческий |
| Котельная № 11 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 12 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 13 | Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий |
| Котельная № 14 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 15 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 16 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 17 | Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий |
| Котельная № 18 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 19 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 20 | Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19-06. М- не коммерческий |
| Котельная № 22 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |
| Котельная № 24 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 25 | Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий |
| Котельная № 27 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |
| Котельная № 28 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |
| Котельная № 29 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |
| Котельная № 31 | Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует |

1.2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Мониторинг отказов и восстановления оборудования по источникам тепловой энергии Тобольский филиал АО «СУЭНКО» ведется на базе диспетчерской службы (табл. 27). Большинство отказов связано с отключением электроснабжения котельных.

**Статистика отказов оборудования источников тепловой энергии котельных
за 2016-2022 гг.**

| Повреждения на источниках за период | Количество | Примечание |
|--|-------------------|---|
| 2016 | 36 | - |
| 2017 | 33 | - |
| 2018 | 38 | - |
| 2019 | 36 | из них 15 привели к отключению/ограничению потребителей |
| 2020 | 32 | из них 25 привели к отключению/ограничению потребителей |
| 2021 | 30 | из них 27 привели к отключению/ограничению потребителей |
| 2022 | 15 | из них 15 привели к отключению/ограничению потребителей |

1.2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Выданные предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии на момент разработки Схемы теплоснабжения отсутствуют.

1.2.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории города Тобольска источники тепловой энергии, отнесенные к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли следующие изменения технических характеристик оборудования источников:

– в связи с уточнением информации скорректирована подключенная нагрузка потребителей по всем котельным Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Описание тепловых сетей основывается на данных, переданных разработчику по запросам заказчика Схемы теплоснабжения, направляемых теплоснабжающим и теплосетевым организациям, действующим на территории города Тобольска, в т. ч. по данным:

- ООО «ЗапСибНефтехим»;
- Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

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 с выделением сетей горячего водоснабжения

По состоянию на 01.01.2024 источниками тепловой энергии рассматриваемых систем теплоснабжения г. Тобольска являются ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» с суммарной установленной тепловой мощностью в паре и горячей воде 2 223 Гкал/ч и котельные Тобольского филиала АО «СУЭНКО» №№ 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 25, 27, 28, 29 и 31, с суммарной установленной тепловой мощностью в горячей воде 108,589 Гкал/ч.

Теплоснабжение промышленных объектов Восточной промышленной зоны (район НХК) осуществляется от ЭТПГ.

Теплоснабжение потребителей района Нагорной части города Тобольска осуществляется от источника ЭТПГ, через тепловые сети Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

Нагретая на ЭТПГ сетевая вода поступает на городскую котельную № 1 (ГК-1), которая работает как насосная смешения. Утвержденный на отопительный период 2020-2021 гг. температурный график отпуска тепловой энергии с ГК – 150/70 °С с вынужденной срезкой до 130 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения до 65 °С.

Кроме того, в рассматриваемой системе теплоснабжения расположены насосные станции смешения ГК-1, ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3. Утвержденные на отопительный период 2019-2020 гг. температурные графики отпуска тепловой энергии с ГК-1 – 115/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 68 °С, с ПНС-1 – 105/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 62 °С, с ПНС-2 – 110/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения – 65 °С и с ПНС-3 – 110/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 67 °С.

Трубопроводы тепловой сети проложены надземной, канальной непроходной, бесканальной прокладками, в тоннеле, а также прокладкой в подвалах зданий (часть из которых проходят транзитом по подвалам зданий).

Отпуск тепловой энергии от источников осуществляется по утвержденным температурным графикам.

Тепловые сети двух- и четырехтрубные имеют кольцевую и тупиковую схему. Общая протяженность магистральных тепловых сетей составляет 9,445 км (в двухтрубном исчислении), прокладка надземная и подземная бесканальная.

По состоянию на 01.01.2024 общая протяженность тепловых сетей Тобольского филиала АО «СУЭНКО» составляет 186,339 км в двухтрубном исчислении, в т.ч. 182,539 км - тепловые сети, 3,8 км - сети ГВС. В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 59,6% от общей протяженности тепловых сетей, надземная прокладка – 40,4% от общей протяженности тепловых сетей (табл. 28).

Сети горячего водоснабжения проложены от котельных №№ 9, 11, 20, работающих по закрытой системе горячего водоснабжения.

Расчетная температура наружного воздуха на отопление -39 °С, температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода +10 °С, прогнозные продолжительности отопительного и неотопительного периодов на год составляют соответственно 5544 ч и 2856 ч.

Тепловые сети от котельных №№ 9, 11, 20 и 22 работают 8400 часов в год (отопительный и летний периоды), тепловые сети от остальных котельных работают только в отопительный период

– 5544 час (по данным энергоснабжающей организации теплоснабжение на нужды горячего водоснабжения в летний период не предусмотрено проектом).

Изоляция трубопроводов тепловых сетей от ЭТПГ и котельных выполнена в основном матами минераловатными, часть трубопроводов (около 3% по материальной характеристике) изолирована пенополиуретаном (ППУ), в качестве покровного материала в основном применяется – оцинкованное железо, липкая лента.

Соотношение тепловых сетей по типам прокладки:

Тепловые сети от ЭТПГ:

- 73 % – подземная прокладка;
- 27 % – надземная прокладка.

Тепловые сети от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО»:

- 36 % – подземная прокладка;
- 64 % – надземная прокладка.

Соотношение тепловых сетей по срокам ввода:

Тепловые сети от ЭТПГ:

- после 2004 г. – 17,1 %;
- в 1998-2003 гг. – 2,3 %;
- в 1990-1997 гг. – 26,8 %;
- в период по 1989 г. и ранее – 53,8 %.

Тепловые сети от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО»:

- после 2004 г. – 20,7 %;
- в 1998-2003 гг. – 9,2 %;
- в период по 1989 г. и ранее – 70,1 %.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет «П»-образных и сальниковых компенсаторов, а также углов поворота теплотрассы.

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от тепловых сетей 15 котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» №№ 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

Тепловые сети от котельной № 4 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,220 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только надземная прокладка (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 5 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,832 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка - 2,323 км (60,63% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка - 1,509 км (39,37% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 6 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,348 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,396 км (82,21% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,952 км (17,79% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 8 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,393 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,273 км (69,34% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,121 км (30,66% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 10 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,290 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,795 км (86,43% от общей

протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,495 км (13,57% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 12 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,581 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,516 км (88,87% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,065 км (11,13 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 13 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,081 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 14 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,253 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,317 км (82,19 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,936 км (17,81 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 17 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,86 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,610 км (70,94% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,25 км (29,06% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 18 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,119 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,206 км (73,55% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,913 км (26,45% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 24 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,086 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 25 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,282 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 27 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1,165 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,909 км (78,08% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,255 км (21,92% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 29 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1,201 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,996 км (82,13% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,205 км (17,87% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 31 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,143 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,087 км (60,77% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,056 км (39,23% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей мкр. Иртышский г. Тобольска осуществляется от 2 котельных №№ 3; 20.

Тепловые сети от котельной № 3 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,252 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,310 км (82,07 % от общей

протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,942 км (17,93 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 20 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,691 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,865 км (50,93 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 2,826 км (49,07 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей мкр. Менделеево г. Тобольска осуществляется от котельной № 22.

Тепловые сети от котельной № 22 двухтрубные, имеют как кольцевую, так и тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 9,931 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 5,498 км (56,28% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 4,433 км (43,72 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный города Тобольска осуществляется от котельной № 16.

Тепловые сети от котельной № 16 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 2,369 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 1,861 км (78,77 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,508 км (21,23 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей ТО Левобережье города Тобольска осуществляется от котельных №№ 15; 19.

Тепловые сети от котельной № 15 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 2,724 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 1,754 км (64,39% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,97 км (35,61% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Тепловые сети от котельной № 19 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,225 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,668 км (82,73% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,557 км (17,27% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей п. Сумкино г. Тобольска осуществляется от котельных № 2, 9, 11.

Тепловые сети от котельной № 9 четырехтрубные. Общая протяженность тепловых сетей – 4,538 км (в двухтрубном исчислении) (табл. 28), их них:

– 2,584 км (в двухтрубном исчислении) на отопление, в т.ч. подземная прокладка – 1,618 км (35,6% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,966 км (21,3 % от общей протяженности тепловых сетей);

– 1,953 км (в двухтрубном исчислении) на горячее водоснабжение, в т.ч. подземная прокладка – 1,805 км (92,4% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,149 км (7,6 % от общей протяженности тепловых сетей).

Тепловые сети от котельной № 11 четырехтрубные. Общая протяженность сетей – 6,24 км (в двухтрубном исчислении), в т.ч. подземная прокладка – 3,995 км (64,03 % от общей протяженности сетей) и надземная прокладка – 2,244 км (35,97 % от общей протяженности сетей).

Тепловые сети от котельной № 2 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,136 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,125 км (92,00% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,011 км (8,00% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Теплоснабжение потребителей МЧС Северной промышленной зоны г. Тобольска осуществляется котельной № 28. Тепловые сети от котельной № 28 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,524 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,482 км (92,06% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,042 км (7,94% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

**Структура и материальная характеристика тепловых сетей от каждого источника города Тобольска
(по состоянию на 01.01.2024)**

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои ичисленияи, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои ичисленияи, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|--|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | | |
| 32 | 100,50 | 50,25 | 0,00 | 50,25 | 3,8 | 0,09 |
| 50 | 103,08 | 51,54 | 10,87 | 40,67 | 5,9 | 0,21 |
| 100 | 68,76 | 34,38 | 0,00 | 34,38 | 7,4 | 0,54 |
| Итого | 272,34 | 136,17 | 10,87 | 125,30 | 17,1 | 0,83 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | | | | | | |
| 32 | 843,90 | 421,95 | 392,45 | 29,50 | 32,1 | 0,72 |
| 40 | 118,40 | 59,20 | 21,55 | 37,65 | 5,3 | 0,15 |
| 50 | 1 605,00 | 802,50 | 692,42 | 110,08 | 91,5 | 3,21 |
| 70 | 264,00 | 132,00 | 119,40 | 12,60 | 20,1 | 1,03 |
| 80 | 1 784,00 | 892,00 | 684,81 | 207,19 | 158,8 | 9,46 |
| 100 | 1 004,00 | 502,00 | 502,00 | 0,00 | 108,4 | 7,93 |
| 150 | 1 714,00 | 857,00 | 717,96 | 139,04 | 272,5 | 30,34 |
| 200 | 2 210,00 | 1 105,00 | 1 105,00 | 0,00 | 484,0 | 72,93 |
| 250 | 960,00 | 480,00 | 74,34 | 405,66 | 262,1 | 63,36 |
| Итого | 10 503,30 | 5 251,65 | 4 309,93 | 941,72 | 1 434,7 | 189,13 |
| Котельная № 4, ул. Мира, 76 | | | | | | |
| 32 | 71,32 | 35,66 | 35,66 | 0,00 | 2,7 | 0,06 |
| 40 | 109,24 | 54,62 | 54,62 | 0,00 | 4,9 | 0,14 |
| 50 | 1 110,28 | 555,14 | 555,14 | 0,00 | 63,3 | 2,22 |
| 70 | 673,90 | 336,95 | 336,95 | 0,00 | 51,2 | 2,63 |
| 80 | 715,40 | 357,70 | 357,70 | 0,00 | 63,7 | 3,79 |
| 100 | 706,26 | 353,13 | 353,13 | 0,00 | 76,3 | 5,58 |
| 125 | 88,86 | 44,43 | 44,43 | 0,00 | 11,8 | 1,09 |
| 150 | 2 168,00 | 1 084,00 | 1 084,00 | 0,00 | 344,7 | 38,37 |
| 200 | 798,00 | 399,00 | 399,00 | 0,00 | 174,8 | 26,33 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|---|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| Итого | 6 441,26 | 3 220,63 | 3 220,63 | 0,00 | 793,4 | 80,22 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | | | | | | |
| 32 | 1 449,94 | 724,97 | 441,02 | 283,95 | 55,1 | 1,23 |
| 40 | 223,06 | 111,53 | 106,02 | 5,51 | 10,0 | 0,29 |
| 50 | 1 394,48 | 697,24 | 434,90 | 262,34 | 79,5 | 2,79 |
| 70 | 182,96 | 91,48 | 91,48 | 0,00 | 13,9 | 0,71 |
| 80 | 523,30 | 261,65 | 88,37 | 173,28 | 46,6 | 2,77 |
| 100 | 1 421,00 | 710,50 | 526,80 | 183,70 | 153,5 | 11,23 |
| 150 | 1 985,76 | 992,88 | 428,33 | 564,55 | 315,7 | 35,15 |
| 200 | 483,08 | 241,54 | 206,24 | 35,30 | 105,8 | 15,94 |
| Итого | 7 663,58 | 3 831,79 | 2 323,16 | 1 508,63 | 780,1 | 70,11 |
| Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22 | | | | | | |
| 32 | 939,68 | 469,84 | 356,27 | 113,57 | 35,7 | 0,80 |
| 50 | 1 534,54 | 767,27 | 552,10 | 215,17 | 87,5 | 3,07 |
| 70 | 1 049,34 | 524,67 | 350,15 | 174,52 | 79,7 | 4,09 |
| 80 | 647,82 | 323,91 | 266,45 | 57,46 | 57,7 | 3,43 |
| 100 | 2 532,32 | 1 266,16 | 1 070,98 | 195,18 | 273,5 | 20,01 |
| 150 | 1 563,44 | 781,72 | 720,07 | 61,65 | 248,6 | 27,67 |
| 200 | 1 660,36 | 830,18 | 726,08 | 104,10 | 363,6 | 54,79 |
| 250 | 768,46 | 384,23 | 354,30 | 29,93 | 209,8 | 50,72 |
| Итого | 10 695,96 | 5 348,00 | 4 396,40 | 951,58 | 1 356,1 | 164,58 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | | |
| 40 | 34,68 | 17,34 | 0,00 | 17,34 | 1,6 | 0,05 |
| 50 | 258,32 | 129,16 | 53,91 | 75,25 | 14,7 | 0,52 |
| 70 | 259,18 | 129,59 | 129,59 | 0,00 | 19,7 | 1,01 |
| 150 | 233,86 | 116,93 | 89,02 | 27,91 | 37,2 | 4,14 |
| Итого | 786,04 | 393,02 | 272,52 | 120,50 | 73,2 | 5,71 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | | |
| 32 | 1 799,40 | 899,70 | 248,28 | 651,42 | 68,4 | 1,53 |
| 50 | 2 190,84 | 1 095,42 | 372,80 | 722,62 | 124,9 | 4,38 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|---|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| 70 | 512,84 | 256,42 | 5,69 | 250,73 | 39,0 | 2,00 |
| 80 | 684,80 | 342,40 | 125,40 | 217,00 | 60,9 | 3,63 |
| 100 | 1 080,74 | 540,37 | 49,59 | 490,78 | 116,7 | 8,54 |
| 150 | 1 405,62 | 702,81 | 126,81 | 576,00 | 223,5 | 24,88 |
| 200 | 21,44 | 10,72 | 10,72 | 0,00 | 4,7 | 0,71 |
| 250 | 1 379,90 | 689,95 | 175,79 | 514,16 | 376,7 | 91,07 |
| Итого | 9 075,58 | 4 537,79 | 1 115,08 | 3 422,71 | 1 014,8 | 136,74 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | | |
| 32 | 724,34 | 362,17 | 341,02 | 21,15 | 27,5 | 0,62 |
| 50 | 862,86 | 431,43 | 353,69 | 77,74 | 49,2 | 1,73 |
| 70 | 863,92 | 431,96 | 215,26 | 216,70 | 65,7 | 3,37 |
| 80 | 139,66 | 69,83 | 61,44 | 8,39 | 12,4 | 0,74 |
| 100 | 1 217,58 | 608,79 | 539,01 | 69,78 | 131,5 | 9,62 |
| 150 | 1 452,32 | 726,16 | 687,84 | 38,32 | 230,9 | 25,71 |
| 200 | 1 319,30 | 659,65 | 596,94 | 62,71 | 288,9 | 43,54 |
| Итого | 6 579,98 | 3 289,99 | 2 795,20 | 494,79 | 806,1 | 85,31 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | | | | | | |
| 32 | 870,40 | 435,20 | 252,20 | 183,00 | 33,1 | 0,74 |
| 40 | 168,00 | 84,00 | 84,00 | 0,00 | 7,6 | 0,22 |
| 50 | 1 736,46 | 868,23 | 363,03 | 505,20 | 99,0 | 3,47 |
| 70 | 775,20 | 387,60 | 99,60 | 288,00 | 58,9 | 3,02 |
| 80 | 3 193,08 | 1 596,54 | 243,18 | 1 353,36 | 284,2 | 16,92 |
| 100 | 733,20 | 366,60 | 26,60 | 340,00 | 79,2 | 5,79 |
| 150 | 3 743,88 | 1 871,94 | 615,37 | 1 256,57 | 595,3 | 66,27 |
| 200 | 4,60 | 2,30 | 2,30 | 0,00 | 1,0 | 0,15 |
| 250 | 1 253,14 | 626,57 | 626,57 | 0,00 | 342,1 | 82,71 |
| Итого | 12 477,96 | 6 238,98 | 2 312,85 | 3 926,13 | 1 500,3 | 179,30 |
| Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | | | 37,07 | 62,93 | | |
| 32 | 166,50 | 83,25 | 77,07 | 6,18 | 6,3 | 0,14 |
| 40 | 202,42 | 101,21 | 101,21 | 0,00 | 9,1 | 0,26 |
| 50 | 139,72 | 69,86 | 69,86 | 0,00 | 8,0 | 0,28 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|--|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| 70 | 26,92 | 13,46 | 13,46 | 0,00 | 2,0 | 0,10 |
| 100 | 625,42 | 312,71 | 254,29 | 58,42 | 67,5 | 4,94 |
| Итого | 1 160,98 | 580,49 | 515,89 | 64,60 | 93,0 | 5,73 |
| Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | | |
| 50 | 162,50 | 81,25 | 0,00 | 81,25 | 9,3 | 0,33 |
| Итого | 162,50 | 81,25 | 0,00 | 81,25 | 9,3 | 0,33 |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | | |
| 32 | 417,84 | 208,92 | 49,08 | 159,84 | 15,9 | 0,36 |
| 50 | 1 324,74 | 662,37 | 543,14 | 119,23 | 75,5 | 2,65 |
| 70 | 1 444,06 | 722,03 | 558,25 | 163,78 | 109,7 | 5,63 |
| 80 | 1 591,20 | 795,60 | 689,42 | 106,18 | 141,6 | 8,43 |
| 100 | 1 799,84 | 899,92 | 754,25 | 145,67 | 194,4 | 14,22 |
| 125 | 2,00 | 1,00 | 0,00 | 1,00 | 0,3 | 0,02 |
| 150 | 1 169,26 | 584,63 | 566,18 | 18,45 | 185,9 | 20,70 |
| 200 | 1 003,40 | 501,70 | 378,87 | 122,83 | 219,7 | 33,11 |
| 250 | 1 730,64 | 865,32 | 766,64 | 98,68 | 472,5 | 114,22 |
| 300 | 22,90 | 11,45 | 11,45 | 0,00 | 7,4 | 1,72 |
| Итого | 10 505,88 | 5 252,94 | 4 317,28 | 935,66 | 1 423,0 | 201,06 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | | |
| 32 | 303,96 | 151,98 | 90,80 | 61,18 | 11,6 | 0,26 |
| 50 | 1 122,66 | 561,33 | 430,22 | 131,11 | 64,0 | 2,25 |
| 70 | 182,20 | 91,10 | 83,57 | 7,53 | 13,8 | 0,71 |
| 80 | 1 051,44 | 525,72 | 450,17 | 75,55 | 93,6 | 5,57 |
| 100 | 1 505,90 | 752,95 | 458,18 | 294,77 | 162,6 | 11,90 |
| 125 | 313,94 | 156,97 | 156,97 | 0,00 | 41,8 | 3,86 |
| 150 | 698,36 | 349,18 | 74,78 | 274,40 | 111,0 | 12,36 |
| 250 | 268,82 | 134,41 | 8,97 | 125,44 | 73,4 | 17,74 |
| Итого | 5 447,28 | 2 723,64 | 1 753,66 | 969,98 | 571,8 | 54,65 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | | |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|---|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| 25 | 7,82 | 3,91 | 3,91 | 0,00 | 0,3 | 0,004 |
| 32 | 64,80 | 32,40 | 32,40 | 0,00 | 2,5 | 0,06 |
| 50 | 726,32 | 363,16 | 219,55 | 143,61 | 41,4 | 1,45 |
| 70 | 28,00 | 14,00 | 14,00 | 0,00 | 2,1 | 0,11 |
| 80 | 314,88 | 157,44 | 137,91 | 19,53 | 28,0 | 1,67 |
| 100 | 1 827,88 | 913,94 | 770,68 | 143,26 | 197,4 | 14,44 |
| 150 | 1 346,70 | 673,35 | 471,46 | 201,89 | 214,1 | 23,84 |
| 200 | 422,20 | 211,10 | 211,10 | 0,00 | 92,5 | 13,93 |
| Итого | 4 738,60 | 2 369,30 | 1 861,01 | 508,29 | 578,3 | 55,50 |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | | |
| 32 | 119,98 | 59,99 | 5,01 | 54,98 | 4,6 | 0,10 |
| 50 | 340,58 | 170,29 | 160,76 | 9,53 | 19,4 | 0,68 |
| 70 | 45,76 | 22,88 | 22,88 | 0,00 | 3,5 | 0,18 |
| 80 | 205,44 | 102,72 | 0,00 | 102,72 | 18,3 | 1,09 |
| 100 | 838,38 | 419,19 | 61,19 | 358,00 | 90,5 | 6,62 |
| 150 | 98,12 | 49,06 | 0,00 | 49,06 | 15,6 | 1,74 |
| 250 | 71,36 | 35,68 | 0,00 | 35,68 | 19,5 | 4,71 |
| Итого | 1 719,62 | 859,81 | 249,84 | 609,97 | 171,4 | 15,12 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | | |
| 32 | 166,34 | 83,17 | 26,31 | 56,86 | 6,3 | 0,14 |
| 40 | 45,74 | 22,87 | 22,87 | 0,00 | 2,1 | 0,06 |
| 50 | 1 063,70 | 531,85 | 372,73 | 159,12 | 60,6 | 2,13 |
| 80 | 842,44 | 421,22 | 326,99 | 94,23 | 75,0 | 4,46 |
| 100 | 1 361,08 | 680,54 | 393,65 | 286,89 | 147,0 | 10,75 |
| 150 | 1 188,18 | 594,09 | 404,15 | 189,94 | 188,9 | 21,03 |
| 200 | 927,50 | 463,75 | 444,51 | 19,24 | 203,1 | 30,61 |
| 250 | 642,70 | 321,35 | 215,00 | 106,35 | 175,5 | 42,42 |
| Итого | 6 237,68 | 3 118,84 | 2 206,21 | 912,63 | 858,5 | 111,60 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | | |
| 25 | 398,00 | 199,00 | 196,04 | 2,96 | 12,7 | 0,23 |
| 32 | 278,26 | 139,13 | 139,13 | 0,00 | 10,6 | 0,24 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|--|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| 40 | 75,24 | 37,62 | 37,62 | 0,00 | 3,4 | 0,10 |
| 50 | 1 179,18 | 589,59 | 499,93 | 89,66 | 67,2 | 2,36 |
| 70 | 532,86 | 266,43 | 253,20 | 13,23 | 40,5 | 2,08 |
| 80 | 1 090,04 | 545,02 | 399,58 | 145,44 | 97,0 | 5,78 |
| 100 | 487,50 | 243,75 | 238,38 | 5,37 | 52,7 | 3,85 |
| 125 | 473,72 | 236,86 | 174,52 | 62,34 | 63,0 | 5,83 |
| 150 | 923,88 | 461,94 | 255,38 | 206,56 | 146,9 | 16,35 |
| 200 | 1 011,96 | 505,98 | 474,47 | 31,51 | 221,6 | 33,39 |
| Итого | 6 450,64 | 3 225,32 | 2 668,25 | 557,07 | 715,6 | 70,20 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | | | | | | |
| 32 | 72,58 | 36,29 | 36,29 | 0,00 | 2,8 | 0,06 |
| 50 | 557,54 | 278,77 | 260,58 | 18,19 | 31,8 | 1,12 |
| 70 | 302,82 | 151,41 | 151,41 | 0,00 | 23,0 | 1,18 |
| 80 | 1 465,00 | 732,50 | 438,10 | 294,40 | 130,4 | 7,76 |
| 100 | 1 725,12 | 862,56 | 427,76 | 434,80 | 186,3 | 13,63 |
| 150 | 3 039,46 | 1 519,73 | 547,62 | 972,11 | 483,3 | 53,80 |
| 200 | 2 319,80 | 1 159,90 | 411,98 | 747,92 | 508,0 | 76,55 |
| 250 | 1 900,14 | 950,07 | 591,38 | 358,69 | 518,7 | 125,41 |
| Итого | 11 382,46 | 5 691,23 | 2 865,12 | 2 826,11 | 1 884,3 | 279,51 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | | |
| 32 | 391,44 | 195,72 | 56,07 | 139,65 | 14,9 | 0,33 |
| 40 | 173,82 | 86,91 | 75,77 | 11,14 | 7,8 | 0,23 |
| 50 | 2 679,06 | 1 339,53 | 826,41 | 513,12 | 152,7 | 5,36 |
| 70 | 133,40 | 66,70 | 29,13 | 37,57 | 10,1 | 0,52 |
| 80 | 1 804,96 | 902,48 | 304,50 | 597,98 | 160,6 | 9,57 |
| 100 | 1 979,56 | 989,78 | 373,19 | 616,59 | 213,8 | 15,64 |
| 150 | 4 866,16 | 2 433,08 | 2 221,83 | 211,25 | 773,7 | 86,13 |
| 200 | 1 838,38 | 919,19 | 421,45 | 497,74 | 402,6 | 60,67 |
| 250 | 4 642,52 | 2 321,26 | 610,06 | 1 711,20 | 1 267,4 | 306,41 |
| 300 | 1 353,08 | 676,54 | 579,72 | 96,82 | 439,8 | 101,48 |
| Итого | 19 862,38 | 9 931,19 | 5 498,13 | 4 433,06 | 3 443,5 | 586,33 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|---|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | | | | | | |
| 50 | 172,08 | 86,04 | 0,00 | 86,04 | 9,8 | 0,34 |
| Итого | 172,08 | 86,04 | 0,00 | 86,04 | 9,8 | 0,34 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | | | | | | |
| 32 | 224,06 | 112,03 | 0,00 | 112,03 | 8,5 | 0,19 |
| 50 | 142,14 | 71,07 | 0,00 | 71,07 | 8,1 | 0,28 |
| 100 | 197,52 | 98,76 | 0,00 | 98,76 | 21,3 | 1,56 |
| Итого | 563,72 | 281,86 | 0,00 | 281,86 | 37,9 | 2,04 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | | | | | | |
| 32 | 116,74 | 58,37 | 58,37 | 0,00 | 4,4 | 0,10 |
| 40 | 232,14 | 116,07 | 116,07 | 0,00 | 10,4 | 0,30 |
| 50 | 577,42 | 288,71 | 140,37 | 148,34 | 32,9 | 1,15 |
| 70 | 547,68 | 273,84 | 229,17 | 44,67 | 41,6 | 2,14 |
| 80 | 365,74 | 182,87 | 120,56 | 62,31 | 32,6 | 1,94 |
| 100 | 232,72 | 116,36 | 116,36 | 0,00 | 25,1 | 1,84 |
| 150 | 256,68 | 128,34 | 128,34 | 0,00 | 40,8 | 4,54 |
| Итого | 2 329,12 | 1 164,56 | 909,24 | 255,32 | 187,9 | 12,01 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | | | | | | |
| 32 | 118,56 | 59,28 | 29,39 | 29,89 | 4,5 | 0,10 |
| 50 | 470,52 | 235,26 | 223,60 | 11,66 | 26,8 | 0,94 |
| 100 | 318,92 | 159,46 | 159,46 | 0,00 | 34,4 | 2,52 |
| 150 | 139,46 | 69,73 | 69,73 | 0,00 | 22,2 | 2,47 |
| Итого | 1 047,46 | 523,73 | 482,18 | 41,55 | 87,9 | 6,03 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | | | | | | |
| 32 | 171,20 | 85,60 | 2,94 | 82,66 | 6,5 | 0,15 |
| 50 | 736,40 | 368,20 | 199,20 | 169,00 | 42,0 | 1,47 |
| 80 | 15,00 | 7,50 | 0,00 | 7,50 | 1,3 | 0,08 |
| 100 | 437,06 | 218,53 | 3,35 | 215,18 | 47,2 | 3,45 |
| 150 | 1 042,52 | 521,26 | 0,00 | 521,26 | 165,8 | 18,45 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|--|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| Итого | 2 402,18 | 1 201,09 | 205,49 | 995,60 | 262,8 | 23,60 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | | | | | | |
| 50 | 43,80 | 21,90 | 0,00 | 21,90 | 2,5 | 0,09 |
| 70 | 54,58 | 27,29 | 0,00 | 27,29 | 4,1 | 0,21 |
| 100 | 188,56 | 94,28 | 87,21 | 7,07 | 20,4 | 1,49 |
| Итого | 286,94 | 143,47 | 87,21 | 56,26 | 27,0 | 1,79 |
| ВСЕГО город Тобольск | | | | | | |
| 25 | 405,82 | 202,91 | 199,95 | 2,96 | 13,0 | 0,23 |
| 32 | 9 411,74 | 4 705,87 | 2 669,76 | 2 036,11 | 357,6 | 8,00 |
| 40 | 1 382,74 | 691,37 | 619,73 | 71,64 | 62,2 | 1,80 |
| 50 | 22 234,22 | 11 117,11 | 7 335,21 | 3 781,90 | 1 267,4 | 44,47 |
| 70 | 7 879,62 | 3 939,81 | 2 703,19 | 1 236,62 | 598,9 | 30,73 |
| 80 | 16 434,20 | 8 217,10 | 4 694,58 | 3 522,52 | 1 462,6 | 87,10 |
| 100 | 22 289,32 | 11 144,66 | 7 166,06 | 3 978,60 | 2 407,2 | 176,09 |
| 125 | 878,52 | 439,26 | 375,92 | 63,34 | 116,8 | 10,81 |
| 150 | 29 035,66 | 14 517,83 | 9 208,87 | 5 308,96 | 4 616,7 | 513,93 |
| 200 | 14 020,02 | 7 010,01 | 5 388,66 | 1 621,35 | 3 070,4 | 462,66 |
| 250 | 13 617,68 | 6 808,84 | 3 423,05 | 3 385,79 | 3 717,6 | 898,77 |
| 300 | 1 375,98 | 687,99 | 591,17 | 96,82 | 447,2 | 103,20 |
| Итого | 138 965,6 | 69 482,80 | 44 376,15 | 25 106,61 | 18 137,7 | 2 337,78 |
| ЭТПГ | | | | | | |
| 25 | 85,52 | 42,76 | 23,42 | 19,34 | 2,7 | 0,05 |
| 32 | 2 053,00 | 1 026,50 | 27,00 | 999,50 | 78,0 | 1,75 |
| 40 | 995,88 | 497,94 | 282,85 | 215,09 | 44,8 | 1,29 |
| 50 | 17 934,38 | 8 967,19 | 1 567,02 | 7 400,17 | 1 022,3 | 35,87 |
| 70 | 1 684,80 | 842,40 | 194,90 | 647,50 | 128,0 | 6,57 |
| 80 | 12 920,60 | 6 460,30 | 939,16 | 5 521,14 | 1 149,9 | 68,48 |
| 100 | 37 690,04 | 18 845,02 | 1 894,20 | 16 950,82 | 4 070,5 | 297,75 |
| 125 | 1 029,06 | 514,53 | 0,00 | 514,53 | 136,9 | 12,66 |
| 150 | 37 727,08 | 18 863,54 | 2 067,15 | 16 796,39 | 5 998,6 | 667,77 |
| 200 | 28 557,26 | 14 278,63 | 4 414,22 | 9 864,41 | 6 254,0 | 942,39 |
| 250 | 10 103,70 | 5 051,85 | 931,57 | 4 120,28 | 2 758,3 | 666,84 |
| 300 | 1 391,52 | 695,76 | 43,36 | 652,40 | 452,2 | 104,36 |

| Условный диаметр, мм | Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м | Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м | Из них надземная, м | Подземная бесканальная, м | Материальная характеристика, м ² | Объем сетей, м ³ |
|----------------------------------|--|---|---------------------|---------------------------|---|-----------------------------|
| 325 | 17 200,32 | 8 600,16 | 824,33 | 7 775,83 | 5 590,1 | 1 289,21 |
| 350 | 390,94 | 195,47 | 0,00 | 195,47 | 147,4 | 39,48 |
| 400 | 5 444,10 | 2 722,05 | 0,00 | 2 722,05 | 2 319,2 | 718,62 |
| 500 | 12 274,62 | 6 137,31 | 591,76 | 5 545,55 | 6 493,3 | 2 572,76 |
| 530 | 2 278,20 | 1 139,10 | 0,00 | 1 139,10 | 1 207,4 | 474,32 |
| 600 | 3 011,54 | 1 505,77 | 36,00 | 1 469,77 | 1 897,3 | 894,43 |
| 700 | 20 042,98 | 10 021,49 | 7 306,80 | 2 714,69 | 14 430,9 | 10 061,58 |
| 800 | 2 345,04 | 1 172,52 | 1 076,79 | 95,73 | 1 922,9 | 1 491,45 |
| 900 | 15 848,22 | 7 924,11 | 7 383,31 | 540,80 | 14 580,4 | 12 440,85 |
| 1000 | 2 703,66 | 1 351,83 | 1 289,69 | 62,14 | 2 757,7 | 2 552,26 |
| Итого | 233 712,46 | 116 856,23 | 30 893,53 | 85 962,70 | 73 443 | 35 341 |
| ВСЕГО по городу Тобольску | 372 678 | 186 339 | 75 270 | 111 069 | 91 581 | 37 679 |

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

Электронные и бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии включены в состав Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

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 надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Параметры тепловых сетей по каждому участку тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки представлены в таблице 27, а также в Электронной модели системы теплоснабжения муниципального образования город Тобольск.

Схемы насосных станций и паспорта на оборудование насосных станций

В Нагорном районе города Тобольска изменение температуры и гидравлических напоров сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах производится на трех повысительно-смесительных насосных станциях: ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 (введена в эксплуатацию в 2013 г.) и ГК- 1, работающей в качестве повысительно-смесительной насосной станции.

Характеристики насосного оборудования насосных станций представлены в таблице 29.

Таблица 29

Оборудование насосных станций

| № п/п | Наименование насосной станции (НСП). Назначение | Продолжительность работы насосной станции (НСП) в период регулирования, ч (период работы) | Марка насоса (место установки) | Тип электродвигателя |
|-------|--|--|--------------------------------------|----------------------|
| 1 | Городская котельная № 1 (ГК-1) | 5544 | СЭ-800-100, перемычка | A12-54-4У1 |
| | | | СЭ-1250-70, обратный трубопровод | A114-4М |
| | | | СЭ-1250-70, обратный трубопровод | A114-4М |
| | | | СЭ-1250-70, обратный трубопровод | A114-4М |
| | | | СЭ-1250-140, подающий трубопровод | A12-54-4У1 |
| | | | СЭ-1250-140, подающий трубопровод | A12-54-4У1 |
| | | | СЭ-1250-140, подающий трубопровод | A12-54-4У1 |

| № п/п | Наименование насосной станции (НСП). Назначение | Продолжительность работы насосной станции (НСП) в период регулирования, ч (период работы) | Марка насоса (место установки) | Тип электродвигателя |
|-------|--|---|--|----------------------|
| 2 | ПНС-1 | 5544 | СЭ-500-70-16, обратный трубопровод | 4AMH280S2Y3 |
| | | | СЭ-500-70-16, обратный трубопровод | 4AMH280S2Y3 |
| 3 | ПНС-2 | 5544 | Д1600-90-90, обратный трубопровод | A4-85/43-4Y3 |
| | | | Д1600-90-90, обратный трубопровод | A4-85/43-4Y3 |
| | | | Д1600-90-90, обратный трубопровод | A4-85/43-4Y3 |
| | | | Д1600-90-90, обратный трубопровод | A4-85/43-4Y3 |
| 4 | ПНС-3 – введена в 2013 г. | 5544 | Vogel LS 606-600 S1N1 обратный трубопровод | SH400H6Bs |
| | | | Vogel LS 300-500 S1N1 обратный трубопровод | SH355H4ES |

Водогрейные котлы КВ-ГМ-100 №№ 1,2, установленные на ГК-1 до 2002 г. находились в работе, котлы №№ 3,4 – не демонтированы. В 2002 г. котлы выведены из эксплуатации. В 2004 г. проведена экспертиза промбезопасности котлов №№ 1,2, по результатам которой дальнейшая эксплуатация котлов невозможна, необходимо произвести полную замену трубных элементов.

В 2008 г. проведена экспертиза промбезопасности паровых котлов ГМ-50-14 №№ 1, 2, установленных на ГК-1 по результатам которой эксплуатация котлов разрешена до 2012 г. В связи с выводом из эксплуатации котельного участка в 2009 г. экспертиза промбезопасности больше не проводилась.

Подпиточные насосы 7 гр. (СЭ 800-100-11 – 1 шт.) и 9 гр. (Д 630-90 – 1шт.), установленные на ГК-1 выкачивают воду для подпитки теплосети с баков аккумуляторов. Аккумуляторные баки, установленные на ГК-1 объемом 5000 м³, заполняются в ночное время, когда водоразбор в городе минимальный. Еще одной из функций подпиточных насосов является регулировка давления на всасе насосов 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5 шт.), установленных на ГК-1, то есть ими можно либо увеличить или уменьшить давление в подающем трубопроводе идущим на город. Нарботка насосов 7 гр. составила 5 000 ч., 9 гр. – 44 600 ч.

Сетевые насосы 5 гр. ГК-1(СЭ 1250-140-11 – 5 шт.) установленные на прямом трубопроводе на город. Нарботка сетевых насосов 5 гр. №№ 1, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 2 – 11 600 ч. Сетевые

насосы 8 гр. (СЭ 1250-70-11 – 5 шт.) установленные на обратном трубопроводе из города, качают на ЭТПГ. Нарботка сетевых насосов 8 гр. №№ 2, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 1 – 11 600 ч.

В ходе эксплуатации насосов были выявлены следующие дефекты:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контрагаек втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаек;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек грундбукс;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны.

В 2008 г. проведено полное обследование аккумуляторных баков ГК-1 в соответствии с «Заключением № 430-2008 по результатам обследования и комплексной дефектоскопии группы резервуаров: аккумуляторные баки вертикальные стальные цилиндрические резервуары РВС-5000 м³ технологический № 1 и № 2 городская котельная № 1 г. Тобольск Тюменской области ЭЦ-526-2008». По результатам обследования разрешенный уровень воды в баках составил 7 м (при норме 10 м), также было выявлено, что баки пригодны к эксплуатации сроком на 5 лет (до сентября 2013 г.).

Следующее обследование аккумуляторных баков проводилось для бака № 2 – в 2012 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 2 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»), для бака № 1 – в 2013 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 1 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»). По результатам проведения полного обследования бака № 2 в 2012 г. были выявлены дефекты в фундаменте, стенках резервуара и кровле.

Эксплуатация бака № 2 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

По результатам проведения полного обследования бака № 1 в 2013 г. были выявлены дефекты в стенках резервуара и кровле.

Эксплуатация бака № 1 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

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

На тепловых сетях установлено 3425 ед. запорно-регулирующей арматуры. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях отражены в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

Вся запорная арматура, за исключением дренажей и воздушников, установлена в основном в камерах и павильонах, оборудованных люками и дверями с запорами.

1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов приведены в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

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

Система теплоснабжения от ЭТПГ – преимущественно открытая, с качественным регулированием отпуска тепла до температуры наружного воздуха -29°C . При температуре наружного воздуха -29°C и ниже – регулирование количественное. Температурный график $150/70^{\circ}\text{C}$, с вынужденной срезкой на $130/70^{\circ}\text{C}$.

От котельных регулирование отпуска тепла – центральное, качественное по отопительному графику, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже -29°C и срезкой на ГВС.

Среднегодовая температура воздуха города Тобольска принимается равной $0,6^{\circ}\text{C}$, согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» СП 131.13330.2020. Длительность отопительного периода для тепловых сетей – 5544 часов, летнего периода (работает система ГВС) – 2856 часов.

Тепловые сети от котельных №№ 9, 11, 20 и 22 работают 8400 час в год (отопительный и летний периоды), тепловые сети от остальных котельных работают только в отопительный период - 5544 час (по данным энергообеспечивающей организации, теплоснабжение на нужды горячего водоснабжения в летний период не предусмотрено проектом).

Температурные графики от источников тепловой энергии города Тобольска представлены в Приложении к схеме теплоснабжения города Тобольска.

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

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

1.3.8 Гидравлический режим тепловых сетей и пьезометрические графики

Разработка гидравлического режима для систем теплоснабжения города Тобольска проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утв. приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона. На планируемые к строительству объекты теплоснабжения гидравлические режимы разрабатываются проектной организацией при проектировании новых трубопроводов отопления.

Гидравлический режим тепловых сетей определяет давление в подающих и обратных трубопроводах; располагаемые напоры на выводе тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей; давление во всасывающих патрубках сетевых и подкачивающих насосов, требуемые напоры насосов источника теплоты и подкачивающих станций (табл. 30-34).

Гидравлический режим разрабатывается с учетом следующих требований:

- давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимое рабочее давление в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты, в то же время должно быть выше на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ статического давления систем теплоснабжения для обеспечения их заполнения;

- давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

– давление воды во всасывающих патрубках сетевых и подпиточных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и должно быть не менее 0,5 кгс/см²;

– перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплоснабжения с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах;

– статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимое давление в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплоснабжения, непосредственно присоединенных к сетям, и должно обеспечивать заполнение их водой.

Таблица 30

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на тепловыводах
ЭТПГ в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

| № п/п | Источник | № вывода | Расход сетевой воды, т/ч | Давление сетевой воды, кгс/см ² | |
|-------|----------|----------|--------------------------|--|-------------------------|
| | | | | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе |
| 1 | ЭТПГ | 1 | 4300 | 13,0±0,5 | 1,2±0,2 |

Таблица 31

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на тепловыводах
ГК-1 в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

| № п/п | Источник | № вывода | Расход сетевой воды, т/ч | Давление сетевой воды, кгс/см ² | |
|-------|----------|----------|--------------------------|--|-------------------------|
| | | | | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе |
| 1 | ГК-1 | 1 | 4710 | 11,0±0,6 | 6,4±0,2 |

Таблица 32

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей в контрольных
точках в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

| № п/п | Наименование камер (павильона) | Давление сетевой воды, кгс/см ² | | Располагаемый напор, м |
|-------|--------------------------------|--|-------------------------|------------------------|
| | | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе | |
| 1 | ЭТПГ | 13,0±0,5 | 1,2±0,2 | 123 |
| 2 | Узел «А» | 11±0,6 | 6,4±0,2 | 4,6 |

Таблица 33

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на перекачивающих
насосных станциях в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

| № п/п | № насосной | Расход сетевой воды, | | | | Давление сетевой воды, кгс/см ² | | | |
|-------|------------|-------------------------|-------|-------------------------|-------|--|----------|-------------------------|---------|
| | | В подающем трубопроводе | | В обратном трубопроводе | | В подающем трубопроводе | | В обратном трубопроводе | |
| | | до | после | до | после | до | после | до | после |
| 1 | ГК-1 | 3810 | 4710 | 4446 | 3546 | 5,7±0,6 | 11,0±0,6 | 2,0±0,2 | 6,4±0,2 |
| 2 | ПНС-3 | н/д | н/д | н/д | н/д | 6,5 | 6,5 | 3,2 | 3,8 |
| 3 | ПНС-2 | н/д | н/д | н/д | н/д | 5,4 | 5,4 | 2,5 | 2,5 |
| 4 | ПНС-1 | н/д | н/д | н/д | н/д | 5,4 | 5,1 | 5,2 | 3,9 |

Таблица 34

Гидравлические режимы в тепловых сетях г. Тобольска (от котельных)

| Наименование предприятия/ Наименование источника | Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ² | | Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ² | |
|---|---|----------|--|----------|
| | подающий | обратный | подающий | обратный |
| Котельная № 4 | 4,0 | 3,2 | 4,0 | 3,2 |
| Котельная № 5 | 4,0 | 3 | 4,0 | 3 |
| Котельная № 6 | 4,5 | 3 | 4,5 | 3 |
| Котельная № 8 | 4,4 | 2,4 | 4,4 | 2,4 |
| Котельная № 10 | 3,4 | 2,5 | 3,4 | 2,5 |
| Котельная № 12 | 3,4 | 2,8 | 3,4 | 2,8 |
| Котельная № 13 | 4,0 | 3 | 4,0 | 3 |
| Котельная № 14 | 2,0 | 1,8 | 2,0 | 1,8 |
| Котельная № 17 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 18 | 3,4 | 2,2 | 3,4 | 2,2 |
| Котельная № 24 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 25 | 4,0 | 2 | 4,0 | 2 |
| Котельная № 27 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 29 | 2,0 | 1,8 | 2,0 | 1,8 |
| Котельная № 31 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 3 | 3,6 | 2,6 | 3,6 | 2,6 |
| Котельная № 20 | 4,8 | 3 | 4,8 | 3 |
| Котельная № 22 | 5,4 | 3,8 | 5,4 | 3,8 |
| Котельная № 16 | 4,0 | 2,8 | 4,0 | 2,8 |
| Котельная № 15 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 19 | 3,6 | 2 | 3,6 | 2 |
| Котельная № 2 | 3,0 | 2,4 | 3,0 | 2,4 |
| Котельная № 28 | 3,3 | 2,2 | 3,3 | 2,2 |
| Котельная № 9 | 4,5 | 2,5 | 4,5 | 2,5 |
| Котельная № 11 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей.

Гидравлический расчет существующих сетей теплоснабжения, проведен для наиболее удаленных от каждого источника тепловой энергии потребителей. В результате расчета определены расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Гидравлический расчет произведен в программном модуле ZuluThermo в составе Электронной модели системы теплоснабжения.

При проведении расчетов при работе нескольких источников на одну сеть определено распределение теплоносителя и тепловой энергии между источниками, рассчитан баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями, определены потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают теплоноситель и тепловую энергию.

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета.

На пьезометрических графиках отражены:

- линия напора в подающем трубопроводе;
- линия напора в обратном трубопроводе;
- линия потерь напора на шайбе;

- линия поверхности земли;
- высота зданий;
- линия статического напора;
- линия вскипания.

Потеря напора на дроссельной диафрагме (далее – шайба) представляет собой вертикальную линию подающего или обратного трубопроводов в зависимости от места ее расположения. Шайба устанавливается для снижения величины располагаемого напора до требуемого значения, при располагаемом напоре соответствующем нормативному показателю шайба не устанавливается. В случае когда линия напора на обратном трубопроводе находится ниже высоты здания потребителя, происходит незаполняемость системы теплоснабжения, которая приводит к прекращению циркуляции теплоносителя. Для разрешения данной ситуации рекомендуем устанавливать шайбу на обратном трубопроводе. В случае когда линия напора на обратном трубопроводе находится выше высоты здания потребителя, устанавливаем шайбу на подающем трубопроводе. Когда значение напора в обратном трубопроводе выше геодезической отметки на 60 м, необходимо предусмотреть установку насосного оборудования на обратном трубопроводе или изменить зависимую схему присоединения на независимую. Давление в подающем трубопроводе не должно превышать допустимые значения на источнике тепловой сети и абонентских установках, которые зависят от характеристик оборудования и применяемого сортамента труб и в большинстве случаев составляет 16-25 кгс/см². Минимальное значение давления в подающем и обратном трубопроводах принимают 0,5 кгс/см².

Линия поверхности земли показывает изменение рельефа местности от начальной до конечной точки пьезометрического графика, на которой обозначена вертикальная линия, соответствующая высоте здания.

Линия статического напора обозначена пунктирным голубым цветом и строится относительно самого высокого здания системы теплоснабжения каждого конкретного источника. Она показывает состояние системы при отсутствии циркуляции (отключении сетевых насосов). Линия статического напора может располагаться как ниже, так и выше линии напора на обратном трубопроводе.

Линия вскипания должна находиться ниже линии напора в подающем трубопроводе.

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

13.01.2015 произошла авария на магистральном трубопроводе от ЭТПГ до ГК-1. Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от ЭТПГ.

Повреждение было обнаружено 13.01.2015, но по причине низких температур наружного воздуха отключение произвели 15.01.2015. Для восстановления нормальных параметров теплоснабжения понадобилось более 30 часов.

Статистика повреждений и аварийно-восстановительных ремонтов тепловых сетей с отключением потребителей от теплоснабжения Тобольского филиала АО «СУЭНКО» представлена за период 2018-2022 гг. (табл. 35).

Приведенные данные показывают количество повреждений только на тепловых сетях. Статистика отказов и повреждений на котельных приведена в разделе «Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии» части 2 «Источники тепловой энергии» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения.

Таблица 35

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2018-2022 гг.

| № п/п | Показатель | Количество, ед. | | | | |
|-------|---|-----------------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| 1 | Количество повреждений на тепловых сетях АО «СУЭНКО», в т.ч. | 182 | 216 | 201 | 198 | 130 |
| 1.1 | количество повреждений, которые привели к отключению (ограничению) потребителей | - | 156 | 146 | 191 | 129 |

1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

В диспетчерской службе Тобольского филиала АО «СУЭНКО» ведется статистика времени, затраченного на выполнение аварийно-восстановительных ремонтов и восстановление работоспособности тепловых сетей (в часах).

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

Анализ состояния трубопроводов тепловых сетей осуществляется методом диагностики во время устранения повреждений, а также во время проведения регламентных работ и в ходе подготовки к отопительному периоду.

Планирование капитальных и текущих ремонтов осуществляется с учетом количества технических нарушений за отопительный период.

Диагностика состояния тепловых сетей включает в себя постоянный контроль за их работой, и заключается в отслеживании срока эксплуатации участков трубопроводов, количества повреждений на участках трубопроводов, в том числе при гидроиспытаниях, состояния изоляции, характера коррозии металла, состояния лотков, строительных конструкций, грунта при вскрытии трубопроводов для неотложного ремонта, выявления дефектов трубопроводов при их плановых техобслуживаниях, обходах, осмотрах и, так же, при проведении экспертизы промышленной безопасности основных магистралей. На основании всех полученных данных принимаются решения о включении трубопроводов тепловых сетей в планы на текущие и капитальные ремонты.

1.3.12 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

Для обеспечения эксплуатации и ремонта теплоэнергетического оборудования, техники и механизмов, наладки и контроля режимов функционирования тепловых сетей на теплоснабжающих предприятиях созданы и действуют специальные службы и структурные подразделения.

В отношении периодичности проведения летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей требуется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже одного раза в пять лет в соответствии с п.2.5 МДК 4 - 02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения».

2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплоснабжения до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см²), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см²), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см²) (п.5.28 МДК 4 - 02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплоснабжения, данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха в соответствии с п.1.3, 1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

1.3.13 Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя. Расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии производятся в соответствии с приказом Минэнерго России № 325 от 30.12.2008 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Департаментом тарифной и ценовой политики Тюменской области установлена величина технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям города Тобольска АО «СУЭНКО» (табл. 36).

Таблица 36

Нормативы величин технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям АО «СУЭНКО»⁴

| Показатели энергосбережения и энергетической эффективности | | |
|--|--|---|
| год | величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал | величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м ³ |
| 2019 | 204,675 | 726,186 |
| 2020 | 202,628 | 726,186 |
| 2021 | 201,946 | 726,186 |
| 2022 | 201,264 | 726,186 |
| 2023 | 200,582 | 726,186 |

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 23.06.2020 № 109/01-05-т установлена величина технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям города Тобольска ООО «ЗапСибНефтехим» (табл. 37).

Таблица 37

Нормативы величин технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям ООО «ЗапСибНефтехим»

| Показатели энергосбережения и энергетической эффективности | | |
|--|--|---|
| год | величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал | величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м ³ |
| 2018 | 12,661 | 16,091 |
| 2019 | 12,661 | 16,091 |
| 2020 | 12,661 | 16,091 |
| 2021 | 12,661 | 16,091 |
| 2022 | 12,661 | 16,091 |

1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Фактические потери в тепловых сетях АО «СУЭНКО» представлены в таблице 38.

⁴ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 25.11.2022 № 45 (часть 3)

Фактические потери в тепловых сетях АО «СУЭНКО»

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | факт | факт | факт | факт |
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | Гкал/ч | 0,017 | 0,010 | 0,018 | 0,012 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | Гкал/ч | 0,408 | 0,397 | 0,443 | 0,369 |
| Котельная № 4, ул. Мира, 7б | Гкал/ч | 0,098 | 0,112 | 0,039 | 0,129 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | Гкал/ч | 0,189 | 0,326 | 0,276 | 0,229 |
| Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22 | Гкал/ч | 0,514 | 0,416 | 0,445 | 0,434 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | Гкал/ч | 0,022 | 0,011 | 0,005 | 0,013 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, № 2в | Гкал/ч | 0,351 | 0,516 | 0,508 | 0,147 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч. 27а | Гкал/ч | 0,589 | 0,553 | 0,683 | 0,472 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, № 10в | Гкал/ч | 0,542 | 0,418 | 0,492 | 0,715 |
| Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | Гкал/ч | 0,069 | 0,047 | 0,085 | 0,049 |
| Котельная № 13, ул. 3-я Речная, 36 | Гкал/ч | 0,003 | 0,003 | 0,004 | 0,003 |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | Гкал/ч | 0,359 | 0,112 | 0,104 | 0,102 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | Гкал/ч | 0,271 | 0,261 | 0,438 | 0,303 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б | Гкал/ч | 0,050 | 0,048 | 0,061 | 0,043 |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | Гкал/ч | 0,058 | 0,015 | 0,083 | 0,047 |
| Котельная № 18, ул. 3-я Трудовая, 19в | Гкал/ч | 0,253 | 0,198 | 0,200 | 0,144 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | Гкал/ч | 0,332 | 0,210 | 0,192 | 0,132 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | Гкал/ч | 0,757 | 0,816 | 0,699 | 0,820 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | Гкал/ч | 0,476 | 0,827 | 0,694 | 0,748 |
| Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | Гкал/ч | 0,007 | 0,001 | 0,005 | 0,002 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | Гкал/ч | 0,105 | 0,002 | 0,011 | 0,008 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | Гкал/ч | 0,067 | 0,042 | 0,037 | 0,031 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | Гкал/ч | 0,042 | 0,041 | 0,013 | 0,037 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | Гкал/ч | 0,108 | 0,106 | 0,109 | 0,104 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | Гкал/ч | 0,014 | 0,013 | 0,058 | 0,000 |
| СЦТ | Гкал/ч | 18,087 | 18,788 | 15,809 | 15,807 |
| ИТОГО | Гкал/ч | 23,788 | 24,289 | 21,511 | 20,900 |

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавались.

1.3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения города Тобольска осуществлено по зависимой безэлеваторной схеме (присоединение потребителей осуществляется непосредственно).

Системы горячего водоснабжения в основном присоединены по открытой схеме, кроме котельных №№ 9, 11, 17 и 20 (закрытая).

Тепловые сети двухтрубные, от ЦТП четырехтрубные.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС.

Таким образом, наиболее распространенная схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей (для отопления) является схема «потребитель с непосредственным присоединением системы отопления» (рис. 3).

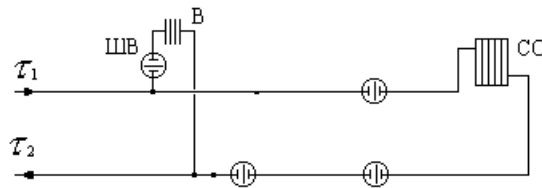


Рисунок 3. Схема «Потребитель с непосредственным присоединением СО»

Тип присоединения теплопотребляющих установок к тепловым сетям для каждого потребителя приведен в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска (Глава 3).

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

По данным за 2021 г., отпуск тепловой энергии по приборам учета составил по потребителям АО «СУЭНКО» 82%.

Установка приборов учета запланирована на уровне 100% (за исключением жилищного фонда, подлежащего сносу, и объектов, установка приборов на которых технически невозможна).

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

В состав ЭТПГ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО» входит производственно-диспетчерская служба (далее ПДС), задачами которой являются:

- обеспечение режимов работы котельных и тепловых сетей, создающих бесперебойность теплоснабжения потребителей;
- контроль и обеспечение потребителей тепловой энергией установленного качества;
- предотвращение развития и ликвидация технологических нарушений (аварий) в сетях теплоснабжения и оперативное восстановление энергоснабжения потребителей;

- обеспечение наиболее надежной послеаварийной схемы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей;
- обеспечение оперативной информацией по установленной форме о режимах работы основного оборудования, о выводе в ремонт и вводе в работу (резерв) основного оборудования тепловых энергоустановок;
- организация профилактических работ по предупреждению аварий, инцидентов, пожаров, производственного травматизма, а также работы по улучшению условий труда и др.

ПСД осуществляет круглосуточное диспетчерское управление работой тепловых энергоустановок ЭТПГ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО», согласно актам границ раздела оборудования и эксплуатационной ответственности сторон.

Порядок взаимоотношений между оперативным персоналом ЭТПГ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО» осуществляется согласно разработанному Положению о взаимоотношениях между оперативным персоналом ЭТПГ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

Оперативно-диспетчерская служба (ОДС) Тобольского филиала АО «СУЭНКО» работает в круглосуточном режиме и полностью контролирует работу тепловых сетей и котельных, в том числе в автоматическом режиме.

ОДС работает в составе: старшего диспетчера – 1 человек, диспетчеров ОДС – 4 человека, 2-х оперативно-выездных бригад, состоящих из 2-х человек, обеспеченных автотехникой (первая бригада обслуживает централизованные тепловые сети, вторая бригада – котельные). На рабочее место диспетчера ОДС, на дополнительный мобильный телефон, выведены сигналы при отклонениях параметров от штатного режима работы автоматических бесперсональных котельных № 13, 17, 18, 27, 29.

ОДС обеспечена стационарными телефонами (2 номера связи) и одним мобильным телефоном для передачи данных с персональных котельных, ПНС- 1,2,3, ГК №1.

В 2017 году включены в работу котельные № 9, 11 микрорайона Сумкино взамен котельной № 1, выработавшей свой срок эксплуатации. По этим котельным № 9, 11 также проведены работы по диспетчеризации с выводом параметров котельных на рабочее место диспетчера ОДС.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и подкачивающие насосные станции автоматизации не имеют.

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Тепловые сети, обслуживаемые Тобольским филиалом АО «СУЭНКО», не оборудованы средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты.

При непосредственной схеме присоединения потребителей к тепловой сети стабилизация гидравлического режима, гашение избыточных напоров на тепловых пунктах и перед отдельными теплоприемниками при отсутствии автоматических регуляторов производится с помощью постоянных сопротивлений – дроссельных диафрагм.

В связи с тем, что потребители некапитальной застройки не имеют оборудованных тепловых пунктов и фланцевых соединений на вводах в здания, дроссельные диафрагмы установлены для отдельных групп потребителей.

1.3.21 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (ред. от 25.06.2012) в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления

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

По состоянию на 01.01.2024 протяженность выявленных бесхозяйных сетей составляет 13,037 км. Выявленные бесхозяйные сети переданы для содержания и обслуживания в Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

Протяженность выявленных бесхозяйных тепловых сетей входит в общую протяженность сетей теплоснабжения, эксплуатируемых Тобольским филиалом АО «СУЭНКО».

На основании того, что теплосетевой организацией в районе расположения выявленных бесхозяйных тепловых сетей является Тобольский филиал АО «СУЭНКО», в качестве организации, осуществляющей содержание и обслуживание указанных бесхозяйных сетей до момента постановки их на учет и признания права собственности, должен быть определен Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Утвержденные (нормативные) энергетические характеристики тепловых сетей для системы теплоснабжения АО «СУЭНКО» на 2019-2023 гг. представлены в таблице 39.

Таблица 39

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей АО «СУЭНКО» на 2019-2023 гг.⁵

| Год | Показатели энергосбережения и энергетической эффективности | | | | |
|------|--|---|---------------------|--|-----------|
| | удельный расход топлива | отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети | | величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям | |
| | | кг.у.т./Гкал | Гкал/м ² | м ³ /м ² | тыс. Гкал |
| 2019 | 164,4 | 4,87 | 17,27 | 204,675 | 726,186 |
| 2020 | 164,4 | 4,82 | 17,27 | 202,628 | 726,186 |
| 2021 | 164,4 | 4,80 | 17,27 | 201,946 | 726,186 |
| 2022 | 164,4 | 4,79 | 17,27 | 201,264 | 726,186 |
| 2023 | 164,4 | 4,77 | 17,27 | 200,582 | 726,186 |

Утвержденные (нормативные) энергетические характеристики тепловых сетей для системы теплоснабжения ООО «ЗапСибНефтехим» на 2021-2024 гг. представлены в таблице 40⁶.

Таблица 40

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей ООО «ЗапСибНефтехим» на 2021-2024 гг.

| Год | Показатели энергосбережения и энергетической эффективности |
|-----|--|
|-----|--|

⁵ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 25.11.2022 № 45 (часть 3)

⁶ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

| | удельный расход топлива | отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети | | величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям | |
|------|-------------------------|---|--------------------------------|--|---------------------|
| | кг.у.т./Гкал | Гкал/м ² | м ³ /м ² | тыс. Гкал | тыс. м ³ |
| 2021 | - | 0,35 | 0,63 | 3,603 | 6,535 |
| 2022 | - | 0,35 | 0,63 | 3,603 | 6,535 |
| 2023 | - | 0,35 | 0,63 | 3,603 | 6,535 |
| 2024 | - | 0,35 | 0,63 | 3,603 | 6,535 |

Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения характеристик тепловых сетей котельных в связи с уточнением информации.

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа (поселения) или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционированными задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

В соответствии с градостроительным зонированием территории г. Тобольска устанавливаются следующие виды территориальных зон:

- зоны жилого назначения;
- зоны общественно-делового назначения;
- общественно-деловая зона туристического маршрута;
- зона производственного и коммунально-складского назначения;
- зона объектов инженерной инфраструктуры;
- зона объектов транспортной инфраструктуры;
- рекреационные зоны;
- зоны сельскохозяйственного использования;
- зона акваторий;
- зона природного ландшафта;
- зоны специального назначения;
- зоны режимных территорий безопасности;
- зона улично-дорожной сети.

На базе Генерального плана г. Тобольска в 2006 – 2014 гг. были разработаны проекты планировок 3, 3а, 7а, 12, 15, 16, 18, 19 мкрн., а также мкрн. «Защитино» (южная часть), мкрн. «Защитино» (2-я очередь), мкрн. 15, Подгорной части г. Тобольска (1-я очередь), «Зоны центра», мкрн. Иртышский, «Анисимово» и проект планировки туристического центра Западной Сибири на базе историко-культурного наследия г. Тобольска.

Централизованное теплоснабжение охватывает следующие зоны муниципального образования:

- зоны жилого назначения;
- зоны общественно-делового назначения;
- общественно-деловая зона туристического маршрута;
- зона производственного и коммунально-складского назначения;

Зона жилого назначения выделяется в составе семи районов. В состав жилых зон входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, включающие жилую и общественную застройку.

Зона жилого назначения включает кварталы разноэтажной секционной, усадебной и коттеджной застройки с объектами культурно-бытового и коммунального обслуживания и местами для рекреации и занятий спортом.

В состав зон общественно-делового назначения входят территории общественно-делового, коммерческого центра, территории объектов здравоохранения, территории образовательных учреждений, территории культовых и спортивных сооружений.

В состав общественно-деловой зоны туристического маршрута входят объекты культурного наследия регионального значения.

В состав зоны действия каждого источника входят территории, занятые промышленными, коммунальными и складскими помещениями.

Системы централизованного теплоснабжения г. Тобольска состоят из 26 секционированных зон действия теплоисточников (табл. 41).

Существующие зоны действия каждого источника тепловой энергии г. Тобольска представлены в Приложении к схеме теплоснабжения г. Тобольска. Часть 1.

ЭТПГ отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отработавшего пара. Существует две зоны действия источника в горячей воде: на центральный газодиффузионный узел (ЦДФУ) (Восточную промышленную зону) и в город потребителям Нагорной части.

От котельных обеспечивается теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска, мкрн. Иртышский, мкрн. Менделеево, п. Сумкино, ТО Левобережье, района Юго-Восточный, потребителей п. Пионерный.

Таблица 41

Существующие зоны действия источников тепловой энергии муниципального образования г. Тобольск

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Наименование расчетного элемента территориального деления (проекта планировки) | Тепловая нагрузка потребителей всего, Гкал/ч |
|--|---|--|--|
| | | | 2022 г. |
| Источники комбинированной выработки | | | |
| 1 | Производство ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» | нагрузка в горячей воде (без учета промышленных потребителей) | 333,017 |
| | | Нагрузка в паре | 619,3 |
| нагрузка в горячей воде | | | |
| Коммунально-отопительные котельные | | | |
| 1 | Котельная № 4 | Подгорная часть | 2,422 |
| 2 | Котельная № 5 | | 1,051 |
| 3 | Котельная № 6 | | 1,620 |
| 4 | Котельная № 8 | | 0,437 |
| 5 | Котельная № 10 | | 0,854 |
| 6 | Котельная № 12 | | 0,084 |
| 7 | Котельная № 13 | | 0,074 |
| 8 | Котельная № 14 | | 3,159 |
| 9 | Котельная № 17 | | 1,252 |
| 10 | Котельная № 18 | | 0,935 |
| 11 | Котельная № 24 | | 0,090 |
| 12 | Котельная № 25 | | 0,283 |
| 13 | Котельная № 27 | | 0,228 |
| 14 | Котельная № 29 | | 0,710 |
| 15 | Котельная № 31 | | 0,594 |
| 16 | Котельная № 3 | мкрн. Иртышский | 1,650 |
| 17 | Котельная № 20 | | 11,763 |
| 18 | Котельная № 22 | мкрн. Менделеево | 14,196 |
| 19 | Котельная № 16 | район Юго-Восточный | 0,068 |
| 20 | Котельная № 15 | ТО Левобережье | 1,036 |
| 21 | Котельная № 19 | | 1,256 |
| 22 | Котельная № 9 | п. Сумкино | 3,888 |
| 23 | Котельная № 11 | | 8,668 |
| 24 | Котельная № 2 | | 0,127 |
| 25 | Котельная № 28 | Пионерная база | 0,313 |

1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии (без учета локальных производственных котельных) представлены в таблице 43.

ЭТПГ отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отборного пара. Котельные – в горячей воде.

1.5.1 Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения.

Потребление тепловой энергии для расчетных температур определено с использованием следующих показателей:

- продолжительность отопительного периода 241 день;
- расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года – - 39 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – -7,9 °С;
- расчетная температура внутреннего воздуха:
 - в жилых домах – 21 °С;
 - детские сады, школы – 25 °С;
 - производственные здания – 16 °С;
- температура потребляемой холодной воды в водопроводной сети в отопительный период – 5 °С;
- температура холодной воды в водопроводной сети в неотапливаемый период – 15 °С.

Тепловые нагрузки потребителей города Тобольска в зонах действия источников тепловой энергии по состоянию на 01.01.2024 представлены в таблице 42.

Таблица 42

Тепловые нагрузки потребителей города Тобольска в зонах действия источников тепловой энергии по состоянию на 01.01.2024

| № п/п | Наименование котельной | Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч | | | |
|-------|------------------------|---|-----------|------------|-------|
| | | Всего | Отопление | Вентиляция | ГВС |
| 1 | Котельная № 2 | 0,127 | 0,113 | 0,000 | 0,014 |
| 2 | Котельная № 3 | 1,650 | 1,539 | 0,000 | 0,111 |
| 3 | Котельная № 4 | 2,422 | 2,272 | 0,000 | 0,150 |
| 4 | Котельная № 5 | 1,051 | 1,045 | 0,000 | 0,006 |
| 5 | Котельная № 6 | 1,620 | 1,544 | 0,000 | 0,076 |
| 6 | Котельная № 8 | 0,437 | 0,273 | 0,130 | 0,034 |
| 7 | Котельная № 9 | 3,888 | 3,450 | 0,052 | 0,385 |
| 8 | Котельная № 10 | 0,854 | 0,783 | 0,000 | 0,071 |
| 9 | Котельная № 11 | 8,668 | 5,486 | 0,230 | 2,952 |
| 10 | Котельная № 12 | 0,084 | 0,084 | 0,000 | 0,000 |
| 11 | Котельная № 13 | 0,074 | 0,070 | 0,000 | 0,004 |
| 12 | Котельная № 14 | 3,159 | 2,555 | 0,000 | 0,604 |
| 13 | Котельная № 15 | 1,036 | 0,960 | 0,000 | 0,076 |
| 14 | Котельная № 16 | 0,068 | 0,058 | 0,000 | 0,010 |
| 15 | Котельная № 17 | 1,252 | 1,209 | 0,000 | 0,042 |
| 16 | Котельная № 18 | 0,935 | 0,851 | 0,000 | 0,084 |

| № п/п | Наименование котельной | Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч | | | |
|-------|---|---|----------------|---------------|---------------|
| | | Всего | Отопление | Вентиляция | ГВС |
| 17 | Котельная № 19 | 1,256 | 1,225 | 0,000 | 0,031 |
| 18 | Котельная № 20 | 11,763 | 10,416 | 0,136 | 1,212 |
| 19 | Котельная № 22 | 14,196 | 12,381 | 0,593 | 1,221 |
| 20 | Котельная № 24 | 0,090 | 0,090 | 0,000 | 0,000 |
| 21 | Котельная № 25 | 0,283 | 0,283 | 0,000 | 0,000 |
| 22 | Котельная № 27 | 0,228 | 0,228 | 0,000 | 0,000 |
| 23 | Котельная № 28 | 0,313 | 0,300 | 0,013 | 0,000 |
| 24 | Котельная № 29 | 0,710 | 0,710 | 0,000 | 0,000 |
| 25 | Котельная № 31 | 0,594 | 0,594 | 0,000 | 0,000 |
| | Итого по котельным | 56,757 | 48,519 | 1,154 | 7,084 |
| 26 | Зона централизованного теплоснабжения от ООО «ЗапСибНефтехим» | 333,017 | 266,107 | 9,138 | 57,771 |
| | ВСЕГО | 389,774 | 314,626 | 10,293 | 64,855 |

1.5.2 Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии приведены в п. 1.6.1 настоящей Схемы теплоснабжения.

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

Случаи применения на территории города Тобольска отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

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

Объем потребления тепловой энергии котельными за 2019-2022 гг. отражен в таблице 43.

Таблица 43

Объем потребления тепловой энергии в городе Тобольске за 2019-2022 гг.

| № п/п | Наименование котельной | Выработка, тыс. Гкал | | | | Отпуск в сеть, тыс. Гкал | | | |
|-------|------------------------|----------------------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|
| | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| | | факт | факт | факт | факт | факт | факт | факт | факт |
| 1 | Котельная № 2 | 0,432 | 0,413 | 0,437 | 0,402 | 0,426 | 0,407 | 0,43 | 0,396 |
| 2 | Котельная № 3 | 6,585 | 6,431 | 6,472 | 6,417 | 6,547 | 6,395 | 6,435 | 6,381 |
| 3 | Котельная № 4 | 6,003 | 5,917 | 6,238 | 6,035 | 5,956 | 5,87 | 6,189 | 5,988 |
| 4 | Котельная № 5 | 3,989 | 4,404 | 4,178 | 4,014 | 3,9 | 4,307 | 4,085 | 3,925 |
| 5 | Котельная № 6 | 7,23 | 6,798 | 6,7 | 6,781 | 7,078 | 6,655 | 6,559 | 6,638 |
| 6 | Котельная № 8 | 1,262 | 1,091 | 1,038 | 1,037 | 1,253 | 1,084 | 1,031 | 1,030 |
| 7 | Котельная № 9 | 13,492 | 14,32 | 14,717 | 10,570 | 12,582 | 13,354 | 13,724 | 9,857 |
| 8 | Котельная № 10 | 5,389 | 5,207 | 5,377 | 4,256 | 5,352 | 5,171 | 5,34 | 4,227 |
| 9 | Котельная № 11 | 18,161 | 14,52 | 12,269 | 18,873 | 17,433 | 13,938 | 11,777 | 18,116 |
| 10 | Котельная № 12 | 0,749 | 0,595 | 0,746 | 0,480 | 0,739 | 0,587 | 0,735 | 0,473 |
| 11 | Котельная № 13 | 0,213 | 0,212 | 0,215 | 0,208 | 0,212 | 0,211 | 0,214 | 0,207 |
| 12 | Котельная № 14 | 9,493 | 7,633 | 7,793 | 7,665 | 9,088 | 7,307 | 7,459 | 7,337 |

| № п/п | Наименование котельной | Выработка, тыс. Гкал | | | | Отпуск в сеть, тыс. Гкал | | | |
|----------|---------------------------|----------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| | | факт | факт | факт | факт | факт | факт | факт | факт |
| 13 | Котельная № 15 | 6,117 | 5,92 | 5,744 | 5,141 | 5,34 | 5,169 | 5,016 | 4,489 |
| 14 | Котельная № 16 | 0,739 | 0,722 | 0,504 | 0,440 | 0,733 | 0,716 | 0,5 | 0,437 |
| 15 | Котельная № 17 | 2,48 | 2,321 | 2,72 | 2,629 | 2,457 | 2,299 | 2,695 | 2,605 |
| 16 | Котельная № 18 | 4,269 | 4,129 | 3,964 | 3,660 | 3,934 | 3,804 | 3,653 | 3,372 |
| 17 | Котельная № 19 | 6,844 | 5,661 | 4,761 | 4,290 | 6,222 | 5,147 | 4,329 | 3,900 |
| 18 | Котельная № 20 | 34,952 | 32,717 | 35,436 | 34,368 | 34,196 | 32,01 | 34,67 | 33,625 |
| 19 | Котельная № 22 | 39,972 | 39,043 | 41,29 | 40,144 | 39,134 | 38,224 | 40,424 | 39,303 |
| 20 | Котельная № 24 | 0,155 | 0,144 | 0,164 | 0,177 | 0,15 | 0,139 | 0,159 | 0,172 |
| 21 | Котельная № 25 | 1,317 | 0,683 | 0,715 | 0,748 | 1,303 | 0,676 | 0,707 | 0,740 |
| 22 | Котельная № 27 | 0,94 | 0,739 | 0,69 | 0,635 | 0,931 | 0,732 | 0,684 | 0,629 |
| 23 | Котельная № 28 | 0,538 | 0,532 | 0,586 | 0,599 | 0,533 | 0,527 | 0,581 | 0,593 |
| 24 | Котельная № 29 | 2,179 | 1,896 | 2,031 | 2,171 | 2,161 | 1,88 | 2,015 | 2,153 |
| 25 | Котельная № 31 | 1,106 | 0,894 | 1,029 | 1,080 | 1,098 | 0,888 | 1,021 | 1,072 |
| | Итого по котельным | 174,606 | 162,942 | 165,814 | 162,820 | 168,758 | 157,497 | 160,432 | 157,664 |

Потребление тепловой энергии от ЭТПГ за 2019-2020 гг. с помесечной разбивкой представлено в таблице 44.

ЭТПГ работает круглогодично. В Нагорной части города Тобольска фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период за 2022 г. составил 100% от годового отпуска тепловой энергии.

В районах, обеспечиваемых теплом от котельных, фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период 2022 г. составил 95,2% от годового отпуска тепловой энергии. Система теплоснабжения от котельных Подгорной части, районов Юго-Восточный, ТО Левобережье, Пионерной базы г. Тобольск характеризуется в основном отопительной нагрузкой, в летний период котельные не работают. Котельная № 20 мкр. Иртышский и котельные №№ 9,11 п. Сумкино работают круглогодично, вырабатывая в летний период тепловую энергию на нужды горячего водоснабжения.

Потребление тепловой энергии от ЭТПГ за 2019-2020 гг. с месячной разбивкой (в отопительный и неопотительный периоды)

| Показатели | 2019 год | | | | | | | | | | | | ИТОГО |
|--|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|----------|
| | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | 2019 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал | 601,253 | 548,469 | 551,236 | 511,277 | 433,968 | 300,509 | 440,259 | 405,031 | 425,999 | 502,346 | 539,047 | 566,532 | 5825,926 |
| горячая вода, тыс. Гкал | 157,79 | 135,576 | 111,367 | 94,159 | 41,197 | 27,523 | 22,594 | 7,629 | 44,922 | 89,615 | 125,937 | 137,818 | 996,127 |
| пар, тыс. Гкал, в т.ч. | 443,463 | 412,893 | 439,869 | 417,118 | 392,771 | 272,986 | 417,665 | 397,402 | 381,077 | 412,731 | 413,110 | 428,714 | 4829,799 |
| пар острый, тыс. Гкал | 284,899 | 260,554 | 290,525 | 283,265 | 248,293 | 108,038 | 292,286 | 286,257 | 274,329 | 287,259 | 266,569 | 275,943 | 3158,217 |
| пар отборный, тыс. Гкал | 158,564 | 152,339 | 149,344 | 133,853 | 144,478 | 164,948 | 125,379 | 111,145 | 106,748 | 125,472 | 146,541 | 152,771 | 1671,582 |
| | 2020 год | | | | | | | | | | | | ИТОГО |
| | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | 2020 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал | 568,719 | 508,514 | 527,718 | 494,385 | 373,839 | 310,385 | 366,140 | 350,466 | 401,439 | 477,661 | 513,300 | 580,820 | 5473,386 |
| горячая вода, тыс. Гкал | 143,825 | 116,484 | 101,65 | 81,821 | 33,978 | 18,207 | 22,335 | 6,481 | 45,734 | 91,4 | 115,299 | 152,842 | 930,056 |
| пар, тыс. Гкал, в т.ч. | 424,894 | 392,030 | 426,068 | 412,564 | 339,861 | 292,178 | 343,805 | 343,985 | 355,705 | 386,261 | 398,001 | 427,978 | 4543,330 |
| пар острый, тыс. Гкал | 212,593 | 186,477 | 291,288 | 279,692 | 140,467 | 90,145 | 173,48 | 164,896 | 189,833 | 226,165 | 262,965 | 299,580 | 2517,581 |
| пар отборный, тыс. Гкал | 212,301 | 205,553 | 134,78 | 132,872 | 199,394 | 202,033 | 170,325 | 179,089 | 165,872 | 160,096 | 135,036 | 128,398 | 2025,749 |

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

До 01.07.2013 при расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению использовались нормативы потребления тепловой энергии, действовавшие по состоянию на 30.06.2012, утвержденные распоряжением Главы г. Тобольска от 29.09.2004 № 1918. В указанный период для потребителей г. Тобольска действовал единый норматив потребления коммунальной услуги по отоплению равный 0,0213 Гкал/мес./м² с периодом оплаты в течение 12 месяцев (0,2556 Гкал/год/м²).

В соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» и от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» для г. Тобольска утверждены нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению, холодному и горячему водоснабжению.

С 01.07.2013 в соответствии с постановлением Правительства Тюменской области от 13.09.2012 №371-п «О региональных особенностях использования энергетических ресурсов при оказании коммунальных услуг» в Тюменской области введены в действие новые нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, которые утверждены приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 20.08.2012 №185/01-05-ос (в редакции приказов Департамента от 14.09.2012 №191/01-05-ос, от 28.06.2013 №79/01-05-ос, от 22.07.2013 №91/01-05-ос, от 30.09.2013 №167/01-05-ос).

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению устанавливаются едиными для многоквартирных домов и жилых домов, имеющих аналогичные конструктивные и технические параметры, степень благоустройства, расположенных в аналогичных климатических условиях. Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области Тобольский городской округ, исходя из климатических параметров, отнесен к 3-й группе муниципальных образований Тюменской области.

В соответствии с требованиями Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306, новые нормативы дифференцированы и зависят от года постройки здания и количества в нем этажей (табл. 45).

При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению количество тепловой энергии, необходимой для отопления (Гкал/год), распределено на 9 календарных месяцев (с сентября по май включительно), равными долями.

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 21.08.2017 № 293/01-21 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в Тюменской области» утверждены:

- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии (кроме собственников и пользователей жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час), определенные расчетным методом (табл. 46);
- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению надворных построек в отопительный период, определенные расчетным методом (табл. 46);
- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и

жилых домов, на которые не распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии, а также собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час, определенные расчетным методом (табл. 47).

Таблица 45

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии (кроме собственников и пользователей жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час) для Тобольского муниципального района

| Этажность дома | Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м ² общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома |
|--|---|
| I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно | |
| 1 - 2-этажный | 0,0291 |
| 3 - 4-этажный | 0,0286 |
| 5 - 9-этажный | 0,0285 |
| 10 – 11-этажный | 0,0281 |
| 12-этажный и более | 0,0277 |
| II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки | |
| 1 - 2-этажный | 0,0286 |
| 3-этажный | 0,0277 |
| 4 - 5-этажный | 0,0272 |
| 6 - 7-этажный | 0,0267 |
| 8 - 9-этажный | 0,0262 |
| 10-этажный и более | 0,0258 |

Таблица 46

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению надворных построек в отопительный период, для Тобольского муниципального района

| Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м ² отапливаемых надворных построек | | |
|--|--------|--|
| бани | гаражи | помещения для содержания сельскохозяйственных животных |
| 0,0112 | 0,0180 | 0,0228 |

Таблица 47

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые не распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии, а также собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный

объем потребления тепловой энергии, которых составляет менее чем две десятых Гкал в час, для Тобольского муниципального района

| Этажность дома | Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м² общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома |
|---|---|
| I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно | |
| 1 – 2-этажный | 0,0291 |
| 3 – 4-этажный | 0,0286 |
| 5-этажные | 0,0285 |
| 9-этажные | 0,0285 |
| II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки | |
| 1 – 2-этажный | 0,0184 |
| 3 – 4-этажный | 0,0183 |

1.5.6 Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по источникам тепловой энергии принимаются равными.

Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения, связанные с технологическим подключением новых потребителей, переходом потребителей на индивидуальные источники теплоснабжения, а также переключением тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.

1.6 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 расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Баланс мощности и нагрузки по котельным города Тобольска за 2019 – 2021 гг. представлен в таблице 48.

1.6.1 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Мощность по каждому из источников тепловой энергии города Тобольска достаточна для обеспечения подачи тепловой энергии установленного качества потребителям в период расчетных температур.

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии города Тобольска за 2021 г. представлены в таблице 48.

Тепловой баланс системы теплоснабжения города Тобольска

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,431 | 0,431 | 0,431 | 0,431 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,215 | 0,215 | 0,215 | 0,215 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,431 | 0,431 | 0,431 | 0,431 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 1,03 | 1,03 | 1,03 | 1,03 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,427 | 0,427 | 0,427 | 0,427 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,010 | 0,018 | 0,012 | 0,012 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 2,32 | 4,18 | 2,85 | 2,85 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,121 | 0,121 | 0,127 | 0,127 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,106 | 0,106 | 0,113 | 0,113 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,015 | 0,014 | 0,014 | 0,014 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,296 | 0,288 | 0,287 | 0,287 |
| Доля резерва | % | 68,7 | 66,8 | 66,5 | 66,5 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,212 | 0,212 | 0,212 | 0,212 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,121 | 0,121 | 0,127 | 0,127 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,30 | 0,30 | 0,32 | 0,32 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 5,245 | 5,245 | 5,245 | 5,245 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 1,720 | 1,720 | 1,720 | 1,720 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|-----------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 5,245 | 5,245 | 5,245 | 5,245 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,006 | 0,017 | 0,017 | 0,017 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,11 | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 5,239 | 5,228 | 5,228 | 5,228 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,397 | 0,443 | 0,369 | 0,369 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 7,57 | 8,45 | 7,04 | 7,04 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 1,780 | 1,813 | 1,650 | 1,650 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 1,669 | 1,702 | 1,539 | 1,539 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,111 | 0,111 | 0,111 | 0,111 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,062 | 2,972 | 3,209 | 3,209 |
| Доля резерва | % | 58,4 | 56,7 | 61,2 | 61,2 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 3,519 | 3,508 | 3,508 | 3,508 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 1,78 | 1,8133882 | 1,650 | 1,650 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 9,7 | 9,7 | 9,7 | 9,70 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,18 | 0,19 | 0,17 | 0,17 |
| Котельная № 4, ул. Мира,7б | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 6,019 | 6,019 | 6,019 | 6,019 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,150 | 2,150 | 2,150 | 2,150 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 6,019 | 6,019 | 6,019 | 6,019 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,0260 | 0,0791 | 0,0791 | 0,0791 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,43 | 1,31 | 1,31 | 1,31 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 5,993 | 5,940 | 5,940 | 5,940 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,112 | 0,039 | 0,129 | 0,129 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 1,86 | 0,65 | 2,14 | 2,14 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 2,376 | 2,546 | 2,422 | 2,422 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 2,231 | 2,396 | 2,272 | 2,272 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,145 | 0,150 | 0,150 | 0,150 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,505 | 3,355 | 3,389 | 3,389 |
| Доля резерва | % | 58,2 | 55,7 | 56,3 | 56,3 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 3,843 | 3,790 | 3,790 | 3,790 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 2,376 | 2,546 | 2,422 | 2,422 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 10,7 | 10,7 | 10,7 | 10,7 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,22 | 0,24 | 0,23 | 0,23 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,150 | 2,150 | 2,150 | 2,150 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0,000 | 0,000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,0300 | 0,0258 | 0,0258 | 0,0258 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,70 | 0,60 | 0,60 | 0,60 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 4,269 | 4,27324 | 4,273 | 4,273 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,326 | 0,276 | 0,229 | 0,229 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 7,58 | 6,42 | 5,34 | 5,34 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 1,109 | 1,155 | 1,051 | 1,051 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 1,097 | 1,149 | 1,045 | 1,045 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,012 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 2,834 | 2,842 | 2,993 | 2,993 |
| Доля резерва | % | 65,9 | 66,1 | 69,6 | 69,6 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,14 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,0020 | 0,0007 | 0,0007 | 0,0007 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,29 | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,686 | 0,687 | 0,687 | 0,687 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,011 | 0,005 | 0,013 | 0,013 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 1,60 | 0,73 | 1,85 | 1,85 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,445 | 0,510 | 0,437 | 0,437 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,411 | 0,475 | 0,403 | 0,403 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,034 | 0,034 | 0,034 | 0,034 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,230 | 0,173 | 0,237 | 0,237 |
| Доля резерва | % | 33,4 | 25,1 | 34,5 | 34,5 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,346 | 0,347 | 0,347 | 0,347 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,346 | 0,347 | 0,347 | 0,347 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,25 | 0,28 | 0,24 | 0,24 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 6,019 | 6,019 | 6,019 | 6,019 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,58 | 2,58 | 2,58 | 2,58 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 6,02 | 6,02 | 6,02 | 6,02 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,12 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 1,99 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 5,90 | 5,96 | 5,96 | 5,96 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,516 | 0,508 | 0,147 | 0,147 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 8,57 | 8,44 | 2,44 | 2,44 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 4,115 | 3,877 | 3,888 | 3,887 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 3,736 | 3,492 | 3,502 | 3,502 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,379 | 0,385 | 0,385 | 0,385 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,268 | 1,574 | 1,924 | 1,925 |
| Доля резерва | % | 21,1 | 26,1 | 32,0 | 32,0 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 3,319 | 3,379 | 3,379 | 3,379 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 3,319 | 3,379 | 3,379 | 3,379 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,45 | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,005 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,17 | 0,34 | 0,34 | 0,34 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 3,005 | 3,000 | 3,000 | 3,000 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,553 | 0,683 | 0,472 | 0,472 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 18,37 | 22,69 | 15,68 | 15,68 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,978 | 0,970 | 0,854 | 0,854 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,907 | 0,900 | 0,783 | 0,783 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,474 | 1,346 | 1,674 | 1,674 |
| Доля резерва | % | 49,0 | 44,7 | 55,6 | 55,6 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 1,495 | 1,490 | 1,490 | 1,490 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,978 | 0,970 | 0,854 | 0,854 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 8,3 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,12 | 0,12 | 0,10 | 0,10 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 9,458 | 9,458 | 9,458 | 9,458 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 9,46 | 9,46 | 9,46 | 9,46 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,094 | 0,060 | 0,060 | 0,060 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_ | % | 0,99 | 0,64 | 0,64 | 0,64 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 9,364 | 9,398 | 9,398 | 9,398 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,418 | 0,492 | 0,715 | 0,715 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 4,42 | 5,20 | 7,56 | 7,56 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 5,883 | 5,179 | 8,668 | 8,668 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 5,503 | 4,792 | 5,716 | 5,716 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,380 | 0,387 | 2,952 | 2,952 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,063 | 3,727 | 0,015 | 0,015 |
| Доля резерва | % | 32,4 | 39,4 | 0,2 | 0,2 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,05 | 0,09 | 0,04 | 0,04 |
| Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,198 | 0,198 | 0,198 | 0,198 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,198 | 0,198 | 0,198 | 0,198 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,001 | 0,0018 | 0,0018 | 0,0018 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,51 | 0,91 | 0,91 | 0,91 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,197 | 0,196 | 0,196 | 0,196 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,003 | 0,004 | 0,003 | 0,003 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 1,52 | 2,02 | 1,52 | 1,52 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,074 | 0,074 | 0,074 | 0,074 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,070 | 0,070 | 0,070 | 0,070 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,120 | 0,118 | 0,119 | 0,119 |
| Доля резерва | % | 60,7 | 59,8 | 60,3 | 60,3 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,097 | 0,096 | 0,096 | 0,096 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,074 | 0,074 | 0,074 | 0,074 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 8,255 | 8,255 | 8,255 | 8,255 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,75 | 2,75 | 2,75 | 2,75 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 8,255 | 8,255 | 8,255 | 8,255 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,074 | 0,034 | 0,034 | 0,034 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,90 | 0,41 | 0,41 | 0,41 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 8,181 | 8,221 | 8,221 | 8,221 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,112 | 0,104 | 0,102 | 0,102 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 1,36 | 1,26 | 1,24 | 1,24 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 3,255 | 3,485 | 3,159 | 3,159 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 2,646 | 2,645 | 2,555 | 2,555 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,609 | 0,841 | 0,604 | 0,604 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 4,814 | 4,632 | 4,960 | 4,960 |
| Доля резерва | % | 58,3 | 56,1 | 60,1 | 60,1 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 5,431 | 5,471 | 5,471 | 5,471 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 3,255 | 3,485 | 3,159 | 3,159 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,21 | 0,23 | 0,21 | 0,21 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 5,159 | 5,159 | 5,159 | 5,159 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,58 | 2,58 | 2,58 | 2,58 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 5,159 | 5,159 | 5,159 | 5,159 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,077 | 0,336 | 0,336 | 0,336 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 1,49 | 6,51 | 6,51 | 6,51 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 5,082 | 4,823 | 4,823 | 4,823 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,261 | 0,438 | 0,303 | 0,303 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 5,06 | 8,49 | 5,87 | 5,87 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 1,423 | 1,150 | 1,036 | 1,036 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 1,336 | 1,074 | 0,960 | 0,960 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,087 | 0,076 | 0,076 | 0,076 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,398 | 3,236 | 3,485 | 3,485 |
| Доля резерва | % | 65,9 | 62,7 | 67,5 | 67,5 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 2,502 | 2,243 | 2,243 | 2,243 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 1,423 | 1,150 | 1,036 | 1,036 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 3,4 | 3,4 | 3,4 | 3,4 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,42 | 0,34 | 0,30 | 0,30 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,344 | 0,344 | 0,344 | 0,344 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,344 | 0,344 | 0,344 | 0,344 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_ | % | 0,29 | 0,60 | 0,60 | 0,60 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,343 | 0,342 | 0,342 | 0,342 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,048 | 0,061 | 0,043 | 0,043 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 13,95 | 17,73 | 12,50 | 12,50 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,179 | 0,074 | 0,068 | 0,068 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,161 | 0,064 | 0,058 | 0,058 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,018 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,116 | 0,207 | 0,231 | 0,231 |
| Доля резерва | % | 33,6 | 60,2 | 67,1 | 67,1 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,41 | 0,42 | 0,39 | 0,39 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,15 | 2,15 | 2,15 | 2,15 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,082 | 0,026 | 0,026 | 0,026 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 1,91 | 0,61 | 0,61 | 0,61 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 4,22 | 4,27 | 4,27 | 4,27 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,198 | 0,200 | 0,144 | 0,144 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 4,61 | 4,65 | 3,35 | 3,35 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,956 | 1,028 | 0,935 | 0,935 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,872 | 0,944 | 0,851 | 0,851 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,084 | 0,084 | 0,084 | 0,084 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,064 | 3,045 | 3,194 | 3,194 |
| Доля резерва | % | 71,3 | 70,8 | 74,3 | 74,3 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 2,067 | 2,123 | 2,123 | 2,123 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,956 | 1,028 | 0,935 | 0,935 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,16 | 0,17 | 0,16 | 0,16 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 3,869 | 4,729 | 4,729 | 4,729 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 3,869 | 4,729 | 4,729 | 4,729 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,130 | 0,087 | 0,087 | 0,087 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 3,36 | 1,84 | 1,84 | 1,84 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 3,74 | 4,64 | 4,64 | 4,64 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,210 | 0,192 | 0,132 | 0,132 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 5,43 | 4,06 | 2,79 | 2,79 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 1,764 | 1,331 | 1,256 | 1,256 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 1,731 | 1,300 | 1,225 | 1,225 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,033 | 0,031 | 0,031 | 0,031 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,765 | 3,119 | 3,254 | 3,254 |
| Доля резерва | % | 45,6 | 66,0 | 68,8 | 68,8 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,729 | 1,632 | 1,632 | 1,632 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,729 | 1,331 | 1,256 | 1,256 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,50 | 0,38 | 0,36 | 0,36 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 17,197 | 17,197 | 17,197 | 17,197 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 3,44 | 3,44 | 3,44 | 3,44 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 17,197 | 17,197 | 17,197 | 17,197 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,145 | 0,182 | 0,182 | 0,182 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,84 | 1,06 | 1,06 | 1,06 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 17,052 | 17,015 | 17,015 | 17,015 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,816 | 0,699 | 0,820 | 0,820 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 4,75 | 4,06 | 4,77 | 4,77 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 11,685 | 11,769 | 11,763 | 11,763 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 10,515 | 10,541 | 10,551 | 10,551 |
| ГВС | Гкал/ч | 1,170 | 1,228 | 1,212 | 1,212 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 4,551 | 4,547 | 4,431 | 4,431 |
| Доля резерва | % | 26,5 | 26,4 | 25,8 | 25,8 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 13,612 | 13,575 | 13,575 | 13,575 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 11,685 | 11,769 | 11,763 | 11,763 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 28,6 | 28,6 | 28,6 | 28,6 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,41 | 0,41 | 0,41 | 0,41 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 17,197 | 17,197 | 17,197 | 17,197 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 17,197 | 17,197 | 17,197 | 17,197 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,07 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_ | % | 0,41 | 1,61 | 1,61 | 1,61 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 17,13 | 16,92 | 16,92 | 16,92 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,827 | 0,694 | 0,748 | 0,748 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 4,81 | 4,04 | 4,35 | 4,35 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 14,433 | 14,144 | 14,196 | 14,196 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 13,269 | 12,958 | 12,975 | 12,975 |
| ГВС | Гкал/ч | 1,164 | 1,186 | 1,221 | 1,221 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,867 | 2,082 | 1,976 | 1,976 |
| Доля резерва | % | 10,9 | 12,1 | 11,5 | 11,5 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,13 | 0,22 | 0,13 | 0,13 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,862 | 0,862 | 0,862 | 0,862 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,862 | 0,862 | 0,862 | 0,862 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,005 | 0,008 | 0,008 | 0,008 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,58 | 0,97 | 0,97 | 0,97 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,857 | 0,854 | 0,854 | 0,854 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,002 | 0,011 | 0,008 | 0,008 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 0,23 | 1,28 | 0,93 | 0,93 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,283 | 0,355 | 0,283 | 0,283 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,283 | 0,355 | 0,283 | 0,283 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,572 | 0,487 | 0,563 | 0,563 |
| Доля резерва | % | 66,3 | 56,5 | 65,3 | 65,3 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,427 | 0,424 | 0,424 | 0,424 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,283 | 0,355 | 0,283 | 0,283 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,24 | 0,30 | 0,24 | 0,24 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 1,724 | 1,724 | 1,724 | 1,724 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 1,724 | 1,724 | 1,724 | 1,724 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,0030 | 0,0058 | 0,0058 | 0,0058 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,17 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 1,721 | 1,718 | 1,718 | 1,718 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,042 | 0,037 | 0,031 | 0,031 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 2,44 | 2,15 | 1,80 | 1,80 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,288 | 0,249 | 0,228 | 0,228 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,288 | 0,249 | 0,228 | 0,228 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,391 | 1,433 | 1,459 | 1,459 |
| Доля резерва | % | 80,7 | 83,1 | 84,6 | 84,6 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,861 | 0,858 | 0,858 | 0,858 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,288 | 0,249 | 0,228 | 0,228 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 1,9 | 1,9 | 1,9 | 1,9 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,15 | 0,13 | 0,12 | 0,12 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 1,771 | 1,771 | 1,771 | 1,771 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,54 | 0,54 | 0,54 | 0,54 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 1,771 | 1,771 | 1,771 | 1,771 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,0020 | 0,0097 | 0,0097 | 0,0097 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,11 | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 1,769 | 1,761 | 1,761 | 1,761 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,041 | 0,013 | 0,037 | 0,037 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 2,32 | 0,73 | 2,09 | 2,09 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,439 | 0,385 | 0,313 | 0,313 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,313 | 0,385 | 0,313 | 0,313 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,127 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,289 | 1,363 | 1,411 | 1,411 |
| Доля резерва | % | 72,8 | 77,0 | 79,7 | 79,7 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 1,229 | 1,221 | 1,221 | 1,221 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,439 | 0,385 | 0,313 | 0,313 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,34 | 0,30 | 0,24 | 0,24 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 1,032 | 1,032 | 1,032 | 1,032 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 1,032 | 1,032 | 1,032 | 1,032 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,0041 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_ | % | 0,39 | 0,40 | 0,40 | 0,40 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 1,028 | 1,028 | 1,028 | 1,028 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,106 | 0,109 | 0,104 | 0,104 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 10,27 | 10,56 | 10,08 | 10,08 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,020 | 0,710 | 0,710 | 0,710 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,019 | 0,710 | 0,710 | 0,710 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,001 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,902 | 0,209 | 0,214 | 0,214 |
| Доля резерва | % | 87,5 | 20,2 | 20,7 | 20,7 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,50 | 0,56 | 0,50 | 0,50 |
| ИТОГО | | | | | |
| Итого муниципальные котельные город Тобольск | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 107,729 | 108,589 | 108,589 | 108,589 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 107,729 | 108,589 | 108,589 | 108,589 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,952 | 1,345 | 1,345 | 1,345 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 106,777 | 107,244 | 107,244 | 107,244 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 5,501 | 5,702 | 5,094 | 5,094 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 5,11 | 5,25 | 4,69 | 4,69 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 55,273 | 54,950 | 56,757 | 56,757 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 50,707 | 50,212 | 49,673 | 49,673 |
| ГВС | Гкал/ч | 4,565 | 4,738 | 7,084 | 7,084 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 46,003 | 46,592 | 45,393 | 45,393 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 66,142 | 66,609 | 66,609 | 66,609 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 46,003 | 46,592 | 45,393 | 45,393 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 174,000 | 174,000 | 174,000 | 174,00 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,318 | 0,316 | 0,326 | 0,33 |
| ЭТПГ | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность в паре | Гкал/ч | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 |
| Располагаемая тепловая мощность горячая вода | Гкал/ч | 795 | 795 | 795 | 795 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------|----------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 73,00 | 86,80 | 85,10 | 76,96 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 3,28 | 3,90 | 3,83 | 3,46 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 2150,00 | 2136,20 | 2137,90 | 2146,04 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 18,788 | 15,809 | 15,809 | 15,809 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 2,36 | 1,99 | 1,99 | 1,99 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 |
| Присоединенная тепловая нагрузка внешних абонентов в горячей воде, всего, в том числе: | Гкал/ч | 435,064 | 450,544 | 400,636 | 408,943 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (АО «СУЭНКО») | Гкал/ч | 365,680 | 381,160 | 333,017 | 339,559 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 305,6232 | 317,994 | 275,245 | 280,033 |
| ГВС | Гкал/ч | 60,0572 | 63,166 | 57,771 | 59,525 |
| Присоединенная нагрузка на отопление, вентиляцию, ГВС промышленность в паре | Гкал/ч | 2,11 | 2,11 | 2,11 | 2,11 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 265,350 | 239,052 | 290,653 | 290,494 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке) | Гкал/ч | 265,350 | 239,052 | 290,653 | 290,494 |
| Доля резерва | % | 33,4 | 30,1 | 36,6 | 36,5 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 418,700 | 404,903 | 406,596 | 414,744 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 418,700 | 404,903 | 400,636 | 408,943 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,38 | 0,40 | 0,35 | 0,36 |

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 тепловой энергии к потребителю

Гидравлические режимы работы магистральных тепловых сетей города Тобольска в отопительном сезоне 2021-2022 гг. представлены в таблицах 49-53.

Таблица 49

Гидравлический режим на тепловыводах ЭТПГ

| Источник | № вывода | Расход сетевой воды, т/ч | Давление сетевой воды, кгс/см ² | |
|----------|----------|--------------------------|--|-------------------------|
| | | | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе |
| ЭТПГ | 1 | 4300 | 13,0±0,5 | 1,2±0,2 |

Таблица 50

Гидравлический режим на тепловыводах Городской котельной № 1 города Тобольска

| Источник | № вывода | Расход сетевой воды, т/ч | Давление сетевой воды, кгс/см ² | |
|----------|----------|--------------------------|--|-------------------------|
| | | | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе |
| ГК-1 | 1 | 4710 | 11,0±0,6 | 6,4±0,2 |

Таблица 51

Гидравлический режим в контрольных точках магистральных тепловых сетей города Тобольска

| Наименование камер (павильона) | Давление сетевой воды, кгс/см ² | | Располагаемый напор, м |
|--------------------------------|--|-------------------------|------------------------|
| | В подающем трубопроводе | В обратном трубопроводе | |
| ЭТПГ | 13,0±0,5 | 1,2±0,2 | 123 |
| Узел "А" | 11±0,6 | 6,4±0,2 | 4,6 |

Таблица 52

Гидравлический режим на перекачивающих насосных станциях города Тобольска

| № насосной | Расход сетевой воды, т/ч | | | | Давление сетевой воды, кгс/см ² | | | |
|------------|--------------------------|-------|-------------------------|-------|--|----------|-------------------------|---------|
| | В подающем трубопроводе | | В подающем трубопроводе | | В подающем трубопроводе | | В подающем трубопроводе | |
| | до | после | до | после | до | после | до | после |
| ГК-1 | 3810 | 4710 | 4446 | 3546 | 5,7±0,6 | 11,0±0,6 | 2,0±0,2 | 6,4±0,2 |
| ПНС-3 | н/д | н/д | н/д | н/д | 6,5 | 6,5 | 3,2 | 3,8 |
| ПНС-2 | н/д | н/д | н/д | н/д | 5,4 | 5,4 | 2,5 | 2,5 |
| ПНС-1 | н/д | н/д | н/д | н/д | 5,4 | 5,1 | 5,2 | 3,9 |

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю, принимаются по данным карт эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей.

Таблица 53

Гидравлические режимы от котельных города Тобольска

| Наименование предприятия/ Наименование источника | Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ² | | Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ² | |
|---|---|----------|--|----------|
| | подающий | обратный | подающий | обратный |
| Котельная № 4 | 4,0 | 3,2 | 4,0 | 3,2 |
| Котельная № 5 | 4,0 | 3 | 4,0 | 3 |
| Котельная № 6 | 4,5 | 3 | 4,5 | 3 |
| Котельная № 8 | 4,4 | 2,4 | 4,4 | 2,4 |
| Котельная № 10 | 3,4 | 2,5 | 3,4 | 2,5 |
| Котельная № 12 | 3,4 | 2,8 | 3,4 | 2,8 |
| Котельная № 13 | 4,0 | 3 | 4,0 | 3 |
| Котельная № 14 | 2,0 | 1,8 | 2,0 | 1,8 |
| Котельная № 17 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 18 | 3,4 | 2,2 | 3,4 | 2,2 |
| Котельная № 24 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 25 | 4,0 | 2 | 4,0 | 2 |
| Котельная № 27 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 29 | 2,0 | 1,8 | 2,0 | 1,8 |
| Котельная № 31 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 3 | 3,6 | 2,6 | 3,6 | 2,6 |
| Котельная № 20 | 4,8 | 3 | 4,8 | 3 |
| Котельная № 22 | 5,4 | 3,8 | 5,4 | 3,8 |
| Котельная № 16 | 4,0 | 2,8 | 4,0 | 2,8 |
| Котельная № 15 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |
| Котельная № 19 | 3,6 | 2 | 3,6 | 2 |
| Котельная № 2 | 3,0 | 2,4 | 3,0 | 2,4 |
| Котельная № 28 | 3,3 | 2,2 | 3,3 | 2,2 |
| Котельная № 9 | 4,5 | 2,5 | 4,5 | 2,5 |
| Котельная № 11 | 3,0 | 2 | 3,0 | 2 |

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

По результатам проведенного анализа, в настоящее время дефицит тепловой мощности в городе Тобольске не наблюдается. Недопоставки тепловой энергии в период расчетных температур не зафиксированы.

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

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 представлены в таблице 48.

Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в балансах тепловой мощности в части установленной мощности, подключенной нагрузки, потерь в тепловых сетях.

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 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

Департаментом тарифной и ценовой политики Тюменской области на 2020 – 2022 гг. установлен удельный расход холодной воды на выработку и транспортировку тепла АО «СУЭНКО» для города Тобольска в размере 0,18 м³/Гкал, расход воды – 30,16 тыс. м³ на 2022 г. (табл. 54)⁷.

Таблица 54

Сведения о расходе воды котельными АО «СУЭНКО»

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|-------|--------------------------------------|----------------------|---------|---------|-----------|
| | | | факт | факт | утв. кор. |
| 1 | Удельная норма расхода холодной воды | м ³ /Гкал | 0,38 | 0,34 | 0,18 |
| 2 | Расход воды | тыс. м ³ | 57,51 | 57,29 | 30,16 |

Баланс теплоносителей системы теплоснабжения (водный баланс) – итог распределения теплоносителей (сетевой воды), отпущенных источником тепла с учетом потерь при транспортировании и использованных абонентами. Количество теплоносителя, теряемое с утечками из тепловой сети и систем теплоснабжения, восполняется подпиткой.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования, техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, в т. ч. потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм.

Производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей должна соответствовать требованиям п. 6.16. СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети».

Баланс производительности водоподготовительной установки и подпитки тепловой сети (расчетный) систем теплоснабжения города Тобольска представлен в таблице 56.

Проектная производительность ХВО подпитки теплосетей ЭТПГ составляет 1320 т\ч. Оборудование, входящее в установку, представлено в таблице 55.

Таблица 55

Состав ХВО

| Наименование оборудования | Количество | Техническая характеристика |
|------------------------------------|------------|---|
| РН-буферный фильтр | 6 | Производительность – 350 м ³ /ч |
| Фильтр сульфугольный | 27 | Производительность – 91 м ³ /ч |
| Бак декарбонизованной воды (БДВ) | 2 | Объем – 400 м ³ |
| Насос водопроводной воды (НВВ) | 2 | Производительность – 1250 м ³ /ч |
| Насос декарбонизованной воды (НВВ) | 2 | Производительность – 1250 м ³ /ч |
| Мерник кислоты | 2 | Объем – 6,3 м ³ |
| Мерник щелочи | 2 | Объем – 1,0 м ³ |
| Насос-дозатор кислоты | 4 | Производительность – 100 л/ч |
| Насос-дозатор щелочи | 2 | Производительность – 100 л/ч |

⁷ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

Таблица 56

Баланс производительности водоподготовительной установки и подпитки тепловой сети (расчетный) системы теплоснабжения

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Срок службы | лет | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 |
| Доля резерва | % | 45,8 | 45,8 | 45,7 | 45,7 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 |
| Срок службы | лет | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 2,091 | 2,094 | 2,079 | 2,079 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,515 | 0,516 | 0,511 | 0,511 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,515 | 0,516 | 0,511 | 0,511 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,515 | 0,516 | 0,511 | 0,511 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 2,071 | 2,074 | 2,059 | 2,059 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 3,050 | 3,049 | 3,054 | 3,054 |
| Доля резерва | % | 76,3 | 76,3 | 76,4 | 76,4 |
| Котельная № 4, ул. Мира,76 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,122 | 1,137 | 1,126 | 1,126 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,265 | 0,270 | 0,266 | 0,266 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,197 | 0,197 | 0,197 | 0,197 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,265 | 0,270 | 0,266 | 0,266 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,265 | 0,270 | 0,266 | 0,266 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,110 | 1,125 | 1,114 | 1,114 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,752 | 2,747 | 2,751 | 2,751 |
| Доля резерва | % | 84,0 | 83,8 | 83,9 | 83,9 |
| Котельная № 5, ул. Ленина,72а | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 |
| Срок службы | лет | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,719 | 0,723 | 0,714 | 0,714 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,204 | 0,205 | 0,202 | 0,202 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,204 | 0,205 | 0,202 | 0,202 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,204 | 0,205 | 0,202 | 0,202 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,080 | 0,080 | 0,080 | 0,080 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,715 | 0,720 | 0,710 | 0,710 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 1,773 | 1,772 | 1,775 | 1,775 |
| Доля резерва | % | 86,2 | 86,1 | 86,3 | 86,3 |
| Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 2,044 | 2,054 | 2,049 | 2,049 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,449 | 0,452 | 0,450 | 0,450 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,449 | 0,452 | 0,450 | 0,450 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,449 | 0,452 | 0,450 | 0,450 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 2,019 | 2,028 | 2,023 | 2,023 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,587 | 0,584 | 0,586 | 0,586 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Доля резерва | % | 36,8 | 36,6 | 36,7 | 36,7 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1,784 | 1,784 | 1,784 | 1,784 |
| Срок службы | лет | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,082 | 0,088 | 0,081 | 0,081 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,027 | 0,029 | 0,027 | 0,027 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,027 | 0,029 | 0,027 | 0,027 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,027 | 0,029 | 0,027 | 0,027 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,082 | 0,088 | 0,081 | 0,081 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 1,757 | 1,755 | 1,757 | 1,757 |
| Доля резерва | % | 98,5 | 98,4 | 98,5 | 98,5 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1,121 | 1,121 | 1,121 | 1,121 |
| Срок службы | лет | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,387 | 1,366 | 1,367 | 1,367 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,453 | 0,447 | 0,447 | 0,447 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,335 | 0,335 | 0,335 | 0,335 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,453 | 0,447 | 0,447 | 0,447 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,453 | 0,447 | 0,447 | 0,447 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,0002 | 0,0002 | 0,0002 | 0,0002 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,387 | 1,366 | 1,367 | 1,367 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,667 | 0,674 | 0,674 | 0,674 |
| Доля резерва | % | 59,5 | 60,1 | 60,1 | 60,1 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 |
| Срок службы | лет | 16 | 17 | 1 | 2 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,798 | 0,797 | 0,787 | 0,787 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,237 | 0,237 | 0,234 | 0,234 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,209 | 0,209 | 0,209 | 0,209 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,237 | 0,237 | 0,234 | 0,234 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,237 | 0,237 | 0,234 | 0,234 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,795 | 0,794 | 0,784 | 0,784 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,419 | 2,419 | 2,422 | 2,422 |
| Доля резерва | % | 89,1 | 89,1 | 89,2 | 89,2 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1,76 | 1,76 | 1,76 | 1,76 |
| Срок службы | лет | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,861 | 1,799 | 2,105 | 2,105 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,609 | 0,588 | 0,688 | 0,688 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,440 | 0,440 | 0,440 | 0,440 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,609 | 0,588 | 0,688 | 0,688 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,609 | 0,588 | 0,688 | 0,688 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,863 | 1,801 | 2,107 | 2,107 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 1,150 | 1,170 | 1,070 | 1,070 |
| Доля резерва | % | 65,3 | 66,5 | 60,8 | 60,8 |
| Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,169 | 0,169 | 0,169 | 0,169 |
| Срок службы | лет | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,054 | 0,060 | 0,052 | 0,052 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,017 | 0,019 | 0,016 | 0,016 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,017 | 0,019 | 0,016 | 0,016 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,017 | 0,019 | 0,016 | 0,016 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,054 | 0,060 | 0,052 | 0,052 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,151 | 0,148 | 0,151 | 0,151 |
| Доля резерва | % | 89,1 | 87,8 | 89,4 | 89,4 |
| Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,016 | 0,016 | 0,016 | 0,016 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,048 | 0,048 | 0,048 | 0,048 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,033 | 0,033 | 0,033 | 0,033 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,047 | 0,047 | 0,047 | 0,047 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | - | - | - | - |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 7,439 | 7,439 | 7,439 | 7,439 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 2,998 | 3,018 | 2,990 | 2,990 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,586 | 0,593 | 0,584 | 0,584 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,493 | 0,493 | 0,493 | 0,493 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,586 | 0,593 | 0,584 | 0,584 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,586 | 0,593 | 0,584 | 0,584 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 1,004 | 1,004 | 1,004 | 1,004 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 2,952 | 2,972 | 2,944 | 2,944 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 5,849 | 5,842 | 5,851 | 5,851 |
| Доля резерва | % | 78,6 | 78,5 | 78,7 | 78,7 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 4,388 | 4,388 | 4,388 | 4,388 |
| Срок службы | лет | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,121 | 1,097 | 1,087 | 1,087 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,175 | 0,167 | 0,164 | 0,164 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,175 | 0,167 | 0,164 | 0,164 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,175 | 0,167 | 0,164 | 0,164 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,489 | 0,489 | 0,489 | 0,489 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,099 | 1,075 | 1,065 | 1,065 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 3,725 | 3,732 | 3,736 | 3,736 |
| Доля резерва | % | 84,9 | 85,1 | 85,1 | 85,1 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | - | - | - | - |
| Срок службы | лет | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,563 | 0,554 | 0,553 | 0,553 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,141 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,141 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,141 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,558 | 0,549 | 0,548 | 0,548 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | - | - | - | - |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,228 | 0,232 | 0,223 | 0,223 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,075 | 0,076 | 0,073 | 0,073 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,075 | 0,076 | 0,073 | 0,073 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,075 | 0,076 | 0,073 | 0,073 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,228 | 0,232 | 0,223 | 0,223 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 7,657 | 7,656 | 7,659 | 7,659 |
| Доля резерва | % | 99,036 | 99,020 | 99,056 | 99,056 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,803 | 1,809 | 1,801 | 1,801 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,301 | 0,303 | 0,301 | 0,301 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,274 | 0,274 | 0,274 | 0,274 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,301 | 0,303 | 0,301 | 0,301 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,301 | 0,303 | 0,301 | 0,301 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,735 | 0,735 | 0,735 | 0,735 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,769 | 1,776 | 1,767 | 1,767 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,264 | 2,262 | 2,264 | 2,264 |
| Доля резерва | % | 68,6 | 68,5 | 68,6 | 68,6 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 |
| Срок службы | лет | 19 | 1 | 2 | 3 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,942 | 0,904 | 0,897 | 0,897 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,223 | 0,210 | 0,208 | 0,208 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,223 | 0,210 | 0,208 | 0,208 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,223 | 0,210 | 0,208 | 0,208 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,932 | 0,894 | 0,887 | 0,887 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,276 | 2,289 | 2,291 | 2,291 |
| Доля резерва | % | 83,8 | 84,3 | 84,3 | 84,3 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 |
| Срок службы | лет | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 3,122 | 3,129 | 3,129 | 3,129 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,021 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 1,021 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 1,021 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 3,124 | 3,131 | 3,131 | 3,131 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 29,332 | 29,330 | 29,330 | 29,330 |
| Доля резерва | % | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 |
| Срок службы | лет | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 20,697 | 20,671 | 20,676 | 20,676 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,852 | 1,844 | 1,845 | 1,845 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 1,438 | 1,438 | 1,438 | 1,438 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 1,852 | 1,844 | 1,845 | 1,845 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 1,852 | 1,844 | 1,845 | 1,845 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 12,527 | 12,527 | 12,527 | 12,527 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 20,120 | 20,095 | 20,099 | 20,099 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 25,304 | 25,312 | 25,310 | 25,310 |
| Доля резерва | % | 63,8 | 63,8 | 63,8 | 63,8 |
| Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,013 |
| Срок службы | лет | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,010 | 0,016 | 0,010 | 0,010 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,003 | 0,005 | 0,003 | 0,003 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,003 | 0,005 | 0,003 | 0,003 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,003 | 0,005 | 0,003 | 0,003 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,010 | 0,016 | 0,010 | 0,010 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,010 | 0,008 | 0,010 | 0,010 |
| Доля резерва | % | 73,7 | 60,0 | 73,6 | 73,6 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 5,131 | 5,131 | 5,131 | 5,131 |
| Срок службы | лет | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,040 | 0,046 | 0,040 | 0,040 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|----------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,013 | 0,015 | 0,013 | 0,013 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,013 | 0,015 | 0,013 | 0,013 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,013 | 0,015 | 0,013 | 0,013 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,040 | 0,046 | 0,040 | 0,040 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 5,118 | 5,116 | 5,118 | 5,118 |
| Доля резерва | % | 99,7 | 99,7 | 99,7 | 99,7 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,118 | 0,114 | 0,112 | 0,112 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,038 | 0,037 | 0,036 | 0,036 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,029 | 0,029 | 0,029 | 0,029 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,038 | 0,037 | 0,036 | 0,036 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,038 | 0,037 | 0,036 | 0,036 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,118 | 0,114 | 0,112 | 0,112 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,430 | 0,431 | 0,432 | 0,432 |
| Доля резерва | % | 91,5 | 91,8 | 91,9 | 91,9 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | - | - | - | - |
| Срок службы | лет | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,087 | 0,082 | 0,076 | 0,076 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,027 | 0,026 | 0,024 | 0,024 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,015 | 0,015 | 0,015 | 0,015 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,027 | 0,026 | 0,024 | 0,024 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,027 | 0,026 | 0,024 | 0,024 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,087 | 0,082 | 0,076 | 0,076 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | - | - | - | - |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,234 | 0,234 | 0,234 | 0,234 |
| Срок службы | лет | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,179 | 0,239 | 0,239 | 0,239 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,058 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,058 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,058 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,179 | 0,239 | 0,239 | 0,239 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,176 | 0,156 | 0,156 | 0,156 |
| Доля резерва | % | 75,0 | 66,6 | 66,6 | 66,6 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Срок службы | лет | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,066 | 0,072 | 0,066 | 0,066 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,021 | 0,024 | 0,021 | 0,021 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,021 | 0,024 | 0,021 | 0,021 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,021 | 0,024 | 0,021 | 0,021 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,066 | 0,072 | 0,066 | 0,066 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,078 | 0,076 | 0,078 | 0,078 |
| Доля резерва | % | 78,5 | 76,4 | 78,5 | 78,5 |
| Итого город Тобольск | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 120,302 | 120,302 | 120,302 | 120,302 |
| Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС) | Гкал/ч | 55,273 | 54,950 | 56,758 | 56,757 |
| Объем системы ТС в отопительный период | м ³ | 2984,47 | 2980,70 | 3001,85 | 3001,84 |
| Объем сетей | м ³ | 2337,78 | 2337,78 | 2337,78 | 2337,78 |
| Увеличение объема сети | м ³ | - | - | - | - |
| Объем системы потребителей | м ³ | 646,70 | 642,92 | 664,07 | 664,06 |
| Объем системы ТС в неотопительный период | м ³ | - | - | - | - |
| Среднегодовой объем сетей | м ³ | 1888,80 | 1886,41 | 1899,80 | 1899,79 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 23 | 23 | 23 | 23 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | факт | факт | факт | оценка |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 42,351 | 42,323 | 42,481 | 42,481 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 7,319 | 7,310 | 7,362 | 7,362 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 5,733 | 5,733 | 5,733 | 5,733 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 7,319 | 7,310 | 7,362 | 7,362 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 7,319 | 7,310 | 7,362 | 7,362 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 41,590 | 41,561 | 41,720 | 41,720 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 96,339 | 96,348 | 96,296 | 96,296 |
| Доля резерва | % | 80,1 | 80,1 | 80,0 | 80,0 |
| ЭТПГ | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3 | 1320 | 1320 | 1320 |
| Среднегодовой объем сетей | м ³ | 25074,1 | 25188,7 | 24819,1 | 24867,6 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 297,14 | 298,50 | 294,12 | 294,70 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 97,17 | 97,61 | 96,18 | 96,37 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 97 | 98 | 96 | 96 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 97,166 | 97,610 | 96,178 | 96,366 |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 297,144 | 298,502 | 294,123 | 294,697 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | -94,17 | 1222,39 | 1223,82 | 1223,63 |
| Доля резерва | % | - | 92,6 | 92,7 | 92,7 |

1.7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Баланс подпитки тепловой сети и нормативные утечки теплоносителя (расчетный), определенный исходя из необходимого объема теплоносителя для заполнения системы теплоснабжения, представлен в таблице 57.

Таблица 57

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения (расчетный) системы теплоснабжения

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,031 | 0,031 | 0,032 | 0,032 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,031 | 0,031 | 0,032 | 0,032 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,613 | 0,613 | 0,613 | 0,613 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,0038 | 0,0038 | 0,0039 | 0,0039 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 2,910 | 2,915 | 2,889 | 2,889 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 2,910 | 2,915 | 2,889 | 2,889 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,409 | 0,410 | 0,407 | 0,407 |
| Котельная № 4, ул. Мира, 7б | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 1,497 | 1,525 | 1,505 | 1,505 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 1,497 | 1,525 | 1,505 | 1,505 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,983 | 0,983 | 0,983 | 0,983 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,202 | 0,205 | 0,203 | 0,203 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 1,152 | 1,159 | 1,142 | 1,142 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 1,152 | 1,159 | 1,142 | 1,142 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,735 | 0,735 | 0,735 | 0,735 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,160 | 0,161 | 0,159 | 0,159 |
| Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 2,536 | 2,554 | 2,544 | 2,544 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 2,536 | 2,554 | 2,544 | 2,544 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 2,153 | 2,153 | 2,153 | 2,153 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,357 | 0,359 | 0,358 | 0,358 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,151 | 0,162 | 0,150 | 0,150 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,151 | 0,162 | 0,150 | 0,150 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,019 | 0,0204 | 0,0191 | 0,0191 |
| Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 2,563 | 2,524 | 2,526 | 2,526 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 2,563 | 2,524 | 2,526 | 2,526 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,176 | 0,176 | 0,176 | 0,176 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,346 | 0,342 | 0,342 | 0,342 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 1,341 | 1,340 | 1,321 | 1,321 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 1,341 | 1,340 | 1,321 | 1,321 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,3 | 0,3 | 0,300 | 0,300 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,188 | 0,188 | 0,186 | 0,186 |
| Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 3,439 | 3,325 | 3,891 | 3,891 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 3,439 | 3,325 | 3,891 | 3,891 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,034 | 0,034 | 0,034 | 0,034 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,462 | 0,449 | 0,511 | 0,511 |
| Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,096 | 0,108 | 0,093 | 0,093 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,096 | 0,108 | 0,093 | 0,093 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,020 | 0,020 | 0,020 | 0,020 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,013 | 0,015 | 0,013 | 0,013 |
| Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,016 | 0,016 | 0,016 | 0,016 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,016 | 0,016 | 0,016 | 0,016 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 1,4 | 1,4 | 1,356 | 1,356 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,0019 | 0,0019 | 0,0019 | 0,0019 |
| Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 3,315 | 3,352 | 3,299 | 3,299 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 3,315 | 3,352 | 3,299 | 3,299 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 4,6 | 4,6 | 4,629 | 4,629 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,459 | 0,463 | 0,458 | 0,458 |
| Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,988 | 0,944 | 0,925 | 0,925 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,988 | 0,944 | 0,925 | 0,925 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|---|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 1,7 | 1,7 | 1,750 | 1,750 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,134 | 0,129 | 0,127 | 0,127 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,798 | 0,781 | 0,780 | 0,780 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,798 | 0,781 | 0,780 | 0,780 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,1 | 0,1 | 0,116 | 0,116 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,114 | 0,112 | 0,112 | 0,112 |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,421 | 0,428 | 0,413 | 0,413 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,421 | 0,428 | 0,413 | 0,413 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,4 | 0,4 | 0,445 | 0,445 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,053 | 0,054 | 0,052 | 0,052 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 1,702 | 1,713 | 1,698 | 1,698 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 1,702 | 1,713 | 1,698 | 1,698 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 3,8 | 3,8 | 3,834 | 3,834 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,240 | 0,241 | 0,240 | 0,240 |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 1,259 | 1,189 | 1,177 | 1,177 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 1,259 | 1,189 | 1,177 | 1,177 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 1,3 | 1,3 | 1,283 | 1,283 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,171 | 0,164 | 0,162 | 0,162 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 5,769 | 5,782 | 5,782 | 5,782 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 5,769 | 5,782 | 5,782 | 5,782 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,2 | 0,2 | 0,183 | 0,183 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,764 | 0,766 | 0,765 | 0,765 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 10,467 | 10,420 | 10,428 | 10,428 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 10,467 | 10,420 | 10,428 | 10,428 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 62,4 | 62,4 | 62,417 | 62,417 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 1,426 | 1,421 | 1,422 | 1,422 |
| Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,019 | 0,029 | 0,019 | 0,019 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,019 | 0,029 | 0,019 | 0,019 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------------|---------|---------|---------|---------|
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,002 | 0,003 | 0,002 | 0,002 |
| Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,074 | 0,086 | 0,074 | 0,074 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,074 | 0,086 | 0,074 | 0,074 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,0 | 0,0 | 0,001 | 0,001 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,009 | 0,010 | 0,009 | 0,009 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,213 | 0,207 | 0,203 | 0,203 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,213 | 0,207 | 0,203 | 0,203 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,01 | 0,01 | 0,007 | 0,007 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,029 | 0,028 | 0,028 | 0,028 |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,155 | 0,146 | 0,134 | 0,134 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,155 | 0,146 | 0,134 | 0,134 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,020 | 0,019 | 0,018 | 0,018 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,330 | 0,442 | 0,442 | 0,442 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,330 | 0,442 | 0,442 | 0,442 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,048 | 0,060 | 0,060 | 0,060 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б, | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,121 | 0,133 | 0,121 | 0,121 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,121 | 0,133 | 0,121 | 0,121 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,014 | 0,015 | 0,014 | 0,014 |
| ЭТПГ | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 549,122 | 551,632 | 543,539 | 544,600 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 549,122 | 551,632 | 543,539 | 544,600 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 77,099 | 77,371 | 76,495 | 76,610 |

Фактический отпуск теплоносителя ООО «ЗапСибНефтехим» за 2021 г. с учётом воды на горячее водоснабжение составил 1 145 тыс. м³.⁸

⁸ По данным от ООО «ЗапСибНефтехим»

Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на 2021-2023 гг. представлен в таблице 58⁹.

Таблица 58

Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на 2021-2023 гг.

| Показатели | Ед. изм. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------------------|----------|---------|----------|
| Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии | | | | |
| химически-очищенная вода | тыс. м ³ | 1 757,53 | 1 180,3 | 1 329,48 |

Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части объемов сетей и систем потребления.

⁹ По данным от ООО «ЗапСибНефтехим»

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Источники комбинированной выработки

1.8.1.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основное топливо для ЭТПГ – природный газ Уренгойского месторождения. Резервное топливо-мазут.

Для ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска утвержден норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии в размере 159,0 кг у.т/Гкал (табл. 59)¹⁰.

Таблица 59

Нормативы удельного расхода топлива котельными ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска

| Наименование организации | Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии, кг у.т/Гкал | Удельный расход условного топлива при расчете НВВ на производство тепловой энергии, кг у.т/Гкал |
|--------------------------|--|---|
| ООО «ЗапСибНефтехим» | 159,0 | 159,0 |

На ЭТПГ реализован проект по утилизации на котлах этан-пропановой фракции (ЭПФ), подаваемой от центральной газодиффузионной установки и от установки азеотропной осушки ООО «ЗапСибНефтехим».

Расход основного топлива (природного газа) ЭТПГ в 2022 г. составил 1 208 373 тыс. м³ (табл. 60).

Таблица 60

Топливо-энергетический баланс

| Показатель | Ед. изм. | 2020 г. факт | 2021 г. факт | 2022 г. факт | 2023 г. план |
|--------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Натуральное топливо | | | | | |
| Природный газ | тыс. м ³ | 1 127 781 | 1 315 238 | 1 208 373 | 1 277 894 |
| Мазут | т | 14 448 | 190 | 15 721 | 0 |
| Этан-пропановая фракция (ЭПФ) | т | 189 212 | 81 820 | 156 434 | 0 |
| Метан-водородная фракция (МВФ) | т | 19 940 | 73 144 | 48 079 | 0 |
| Калорийность | | | | | |
| Природный газ | ккал/тыс. м ³ | 8 075 | 8 091 | 8 104 | 8 050 |
| Мазут | ккал/кг | 9 731 | 9 739 | 9 731 | 0 |
| Этан-пропановая фракция (ЭПФ) | ккал/кг | 10 792 | 10 579 | 10 968 | 0 |
| Метан-водородная фракция (МВФ) | ккал/кг | 11 790 | 11 522 | 12 399 | 0 |

¹⁰ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

1.8.1.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

В качестве резервного и аварийного топлива используется мазут. ЭТПГ имеет возможность обеспечения поставки резервного и аварийного топлива в соответствии с нормативными требованиями.

Для ЭТПГ, в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.12.2022 № 1296 «Об утверждении нормативов создания запасов топлива при производстве электрической энергии, а также нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более на 2023 г.» утверждены нормативы создания запаса топлива.

Нормативы создания запасов аварийного топлива представлены в таблице 61.

Таблица 61

Нормативы создания запасов аварийного топлива

| Утвержденные запасы топлива | Топливо | Ед. изм. | 2023 г. |
|-----------------------------|----------------|----------|---------|
| НЭЗТ | Мазут топочный | тыс. т | 85,541 |
| ННЗТ | Мазут топочный | тыс. т | 53,412 |

1.8.1.3 Особенности характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Газоснабжение ЭТПГ осуществляется от магистрального газопровода высокого давления «Уренгой-Сургут-Челябинск» через ГРС.

От газораспределительной станции отходит газопроводы высокого давления, подводящие газ к ГРП.

Перед началом отопительного периода на ЭТПГ проверяются и укомплектовываются аварийные запасы материально-технических ресурсов, тем самым обеспечивается возможность поставки топлива в период расчетных температур.

Данные об ограничения поставок топлива в период расчетных температур наружного воздуха отсутствуют.

1.8.1.4 Использование местных видов топлива

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ.

1.8.1.5 Виды топлива, их доля, значения низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива является природный газ (100 %).

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ с низшей теплотой сгорания 8073 ккал/нм³.

1.8.1.6 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На территории города Тобольска преобладающим видом топлива является природный газ.

1.8.1.7 Приоритетные направления развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

1.8.2 Котельные

1.8.2.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива на источниках тепловой энергии города Тобольска является природный газ.

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 17.12.2018 № 118/01-05-ос для котельных, обслуживаемых АО «СУЭНКО», утвержден норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии в размере 164,4 кг у.т/Гкал (табл. 62)¹¹.

Таблица 62

Нормативы удельного расхода топлива котельными АО «СУЭНКО» города Тобольска

| Наименование организации | Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии, кг у.т/Гкал | Удельный расход условного топлива, учтенный при расчете тарифа на тепловую энергию, кг у.т/Гкал |
|--------------------------|--|---|
| АО «СУЭНКО» | 164,4 | 164,4 |

Фактические объемы потребления основного топлива котельными АО «СУЭНКО» города Тобольска за 2019-2022 гг. представлены в таблице 63.

Расходы топлива определены в соответствии с приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 (ред. от 22.08.2013) «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (Зарегистрировано в Минюсте России 28.11.2012 № 25956).

Таблица 63

Объемы потребления основного топлива котельными Тобольского филиала АО «СУЭНКО» за 2019-2022 гг.

| Наименование источника | Расход газа, тыс. м ³ | | | |
|------------------------|----------------------------------|----------|----------|----------|
| | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| | факт | факт | факт | факт |
| Котельная № 2 | 59,89 | 57,24 | 60,51 | 55,66 |
| Котельная № 3 | 898,48 | 877,52 | 882,42 | 875,29 |
| Котельная № 4 | 822,79 | 810,87 | 854,4 | 826,856 |
| Котельная № 5 | 547,01 | 603,96 | 572,52 | 550,324 |
| Котельная № 6 | 990,96 | 931,7 | 917,63 | 928,996 |
| Котельная № 8 | 174,47 | 150,91 | 143,37 | 143,388 |
| Котельная № 9 | 1 858,58 | 1 973,38 | 2 025,19 | 1455,077 |
| Котельная № 10 | 744,15 | 719,07 | 742,09 | 587,518 |

¹¹ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

| Наименование источника | Расход газа, тыс. м ³ | | | |
|---------------------------|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| | факт | факт | факт | факт |
| Котельная № 11 | 2 523,76 | 2 017,73 | 1 702,44 | 2620,911 |
| Котельная № 12 | 101,42 | 80,58 | 100,86 | 64,935 |
| Котельная № 13 | 29,02 | 28,85 | 29,25 | 28,334 |
| Котельная № 14 | 1 307,76 | 1 051,44 | 1 072,69 | 1055,473 |
| Котельная № 15 | 831,41 | 804,58 | 780,34 | 698,493 |
| Котельная № 16 | 104,59 | 104,32 | 72,82 | 63,624 |
| Котельная № 17 | 345,92 | 323,71 | 379,15 | 366,564 |
| Котельная № 18 | 585,86 | 566,62 | 543,62 | 502,062 |
| Котельная № 19 | 943,34 | 780,27 | 655,85 | 591,068 |
| Котельная № 20 | 4 796,54 | 4 490,49 | 4 858,36 | 4710,724 |
| Котельная № 22 | 5 499,51 | 5 372,70 | 5 675,21 | 5515,689 |
| Котельная № 24 | 22,87 | 21,28 | 24,25 | 26,172 |
| Котельная № 25 | 189,55 | 94,64 | 98,97 | 103,587 |
| Котельная № 27 | 131,42 | 103,27 | 96,45 | 88,692 |
| Котельная № 28 | 75,85 | 74,96 | 82,52 | 84,355 |
| Котельная № 29 | 302,19 | 260,63 | 279,1 | 298,375 |
| Котельная № 31 | 144,08 | 122,5 | 140,78 | 147,837 |
| Итого по Тобольску | 24 031,42 | 22 423,22 | 22 790,79 | 22 390,00 |

1.8.2.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

На котельных города Тобольска в качестве резервного топлива используется дизельное топливо (табл. 64).

Таблица 64

Использование резервного топлива котельными города Тобольска

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Вид резервного топлива | Агрегаты, переводимые на ННЗТ |
|-------|--|------------------------|-------------------------------|
| 1 | Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | дизельное топливо | КСВ-0,25 |
| 2 | Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | дизельное топливо | КВа-1600 |
| 3 | Котельная №4, ул. Мира, 76 | дизельное топливо | Зиосаб 2500 |
| 4 | Котельная №5, ул. Ленина, 72а | дизельное топливо | КВа-2500 |
| 5 | Котельная №6, ул. 2-я Вокзальная, 22 | дизельное топливо | Зиосаб 3000 |
| 6 | Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11 | дизельное топливо | КСВ-0,4 |
| 7 | Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | дизельное топливо | КСВ-3,0 |
| 8 | Котельная №10, ул. Володарского, уч. 27а | отсутствует | - |
| 9 | Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | дизельное топливо | КСВ-3,0 |
| 10 | Котельная №12, ул. Ленина, 90а | дизельное топливо | КСВ-0,5 |
| 11 | Котельная №13, ул. 3-я Речная, 36 | отсутствует | - |
| 12 | Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в | дизельное топливо | КВа-3200 |

| № п/п | Наименование источника тепловой энергии | Вид резервного топлива | Агрегаты, переводимые на ННЗТ |
|-------|--|------------------------|-------------------------------|
| 13 | Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | дизельное топливо | КВСА-3.0 |
| 14 | Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б | отсутствует | - |
| 15 | Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в | дизельное топливо | КВа-1600 |
| 16 | Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в | дизельное топливо | КВа-2500 |
| 17 | Котельная №19, ул. Судостроителей, 16 | дизельное топливо | КСВ-2,0 |
| 18 | Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | дизельное топливо | КВа-4000 |
| 19 | Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | дизельное топливо | КСВ-5,0 |
| 20 | Котельная №24, ул. Пушкина, 33а | дизельное топливо | SKD-93 |
| 21 | Котельная №25, ул. Пушкина, 22а | дизельное топливо | КСВ-0.5 |
| 22 | Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в | дизельное топливо | КВа-1000 |
| 23 | Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | отсутствует | - |
| 24 | Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в | отсутствует | - |
| 25 | Котельная №31, ул. Ленина, 26б | дизельное топливо | КВГ-250 |

Расчеты нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) и общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) выполнены в соответствии с «Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных», утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377.

В связи с тем, что котельные г. Тобольска используют природный газ, поставляемый по газопроводам, ёмкости для НЭЗТ не предусматриваются и эксплуатационный запас не рассчитывается. Вышеперечисленные котельные относятся к II категории надежности отпуска тепла, согласно п.1.12 СНиП II-35-76 «Котельные установки».

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) не рассчитывается, т.к. на протяжении последних трех лет снижение подачи газа в период похолоданий отсутствовало. Поэтому ОНЗТ численно равен ННЗТ.

У АО «СУЭНКО» заключен договор с ООО «Лидер Групп» на поставку аварийного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Нормативы создания запасов аварийного топлива котельных для котельных города Тобольска за 2018-2022 гг. представлены в таблице 65.

Таблица 65

Нормативы создания запасов аварийного топлива котельными города Тобольска

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|-------|---|---------------------|----------------------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1.1 | Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.2 | Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,011 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | 0,011 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.3 | Котельная № 4, ул. Мира,7б | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,010 | 0,009 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,010 | 0,009 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.4 | Котельная № 5, ул. Ленина,72а | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,007 | 0,006 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,007 | 0,006 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.5 | Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22 | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,015 | 0,013 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,015 | 0,013 | 0,010 | 0,010 | 0,010 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.6 | Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.7 | Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,013 | 0,012 | 0,012 | 0,012 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | 0,013 | 0,012 | 0,012 | 0,012 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.8 | Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | ОНЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.9 | Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,021 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | 0,021 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|-------|---|---------------------|----------------------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1.10 | Котельная № 12, ул. Ленина, 90а | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.11 | Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | ОНЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.12 | Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,016 | 0,015 | 0,015 | 0,015 | 0,015 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,016 | 0,015 | 0,015 | 0,015 | 0,015 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.13 | Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | ОНЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.14 | Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | ОНЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.15 | Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,004 | 0,004 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,004 | 0,004 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.16 | Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,008 | 0,007 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,008 | 0,007 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.17 | Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.18 | Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,036 | 0,035 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,036 | 0,035 | 0,019 | 0,019 | 0,019 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.19 | Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,046 | 0,048 | 0,027 | 0,027 | 0,027 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | 0,046 | 0,048 | 0,027 | 0,027 | 0,027 |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
|--|--|---------------------|----------------------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| 1.20 | Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | ОНЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | ННЗТ | | т н.т. | - | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| 1.21 | Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а | ННЗТ | дизельное топливо | т н.т. | - | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | 0,004 | 0,003 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 1.22 | Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в | ННЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,004 | 0,003 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| 1.23 | Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3 | ННЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| 1.24 | Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в | ННЗТ | отсутствует | т н.т. | - | - | - | - | - |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| 1.25 | Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | ННЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,002 | 0,002 | 0,004 | 0,004 | 0,004 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | 0,002 | 0,002 | 0,004 | 0,004 | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |
| Итого по котельным города Тобольска | | ННЗТ | дизельное топливо | т н.т. | 0,146 | 0,141 | 0,111 | 0,111 | 0,111 |
| | | НЭЗТ | | т н.т. | 0,146 | 0,141 | 0,111 | 0,111 | |
| | | ОНЗТ | | т н.т. | - | - | - | - | |

1.8.2.3 Особенности характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Поставка природного газа на котельные города Тобольска осуществляется по газопроводу Уренгой-Сургут-Челябинск, СРТО-Омск.

Калорийный эквивалент, используемый для перевода натурального топлива в условное топливо, для котельных города Тобольска в 2022 г. – 1,153 (калорийность – 8 110 ккал/м³).

Низшая теплота сгорания природного газа представлена в таблице 66¹².

Таблица 66

Низшая теплота сгорания природного газа

| Месяц | Низшая теплота сгорания, ккал/м ³ | | | |
|-----------------------|--|-------------|-------------|-------------|
| | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. |
| Январь | 8069 | 8075 | 8068 | 8078 |
| Февраль | 8074 | 8066 | 8071 | 8075 |
| Март | 8064 | 8068 | 8082 | 8078 |
| Апрель | 8096 | 8071 | 8095 | 8092 |
| Май | 8068 | 8065 | 8097 | 8118 |
| Июнь | 8084 | 8068 | 8112 | 8197 |
| Июль | 8046 | 8040 | 8076 | 8186 |
| Август | 8097 | 8046 | 8110 | 8150 |
| Сентябрь | 8087 | 8088 | 8112 | 8081 |
| Октябрь | 8101 | 8100 | 8099 | 8102 |
| Ноябрь | 8078 | 8103 | 8081 | 8097 |
| Декабрь | 8068 | 8080 | 8105 | 8063 |
| Среднее за год | 8078 | 8073 | 8092 | 8110 |

Доставка топлива до складов хранения осуществляется автотранспортом. Завоз топлива осуществляется сезонно. В связи с этим отдельному расчету и обоснованию подлежат нормативы создания запасов топлива.

1.8.2.4 Использование местных видов топлива

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ.

1.8.2.5 Виды топлива, их доля, значения низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива является природный газ (100 %).

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ с низшей теплотой сгорания 8110 ккал/м³.

1.8.2.6 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На территории города Тобольска преобладающим видом топлива является природный газ.

¹² В соответствии с паспортами качества газа горючего природного в разбивке по месяцам за 2019-2020 гг.

1.8.2.7 Приоритетные направления развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в топливных балансах источников тепловой энергии в части потребления природного газа.

1.9 Надежность теплоснабжения

Под надежностью теплоснабжения понимается возможность системы теплоснабжения бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды.

Надежность работы тепловых сетей обеспечивается двумя путями: первый – повышением качества элементов системы и второй – резервированием элементов.

Вместе с тем, обеспечение надежности теплоснабжения требует существенных затрат. Так, резервирование тепловых сетей увеличивает их стоимость на 35 - 50 %, а обеспечение 100% отпуска теплоты от источников при выходе из строя наиболее крупного агрегата требует увеличения инвестиций на 25 - 30 %.

Поэтому, учитывая аккумулирующую способность зданий и инерционность процессов в системах теплоснабжения в соответствии с действующими нормами (СНиП 41-052-2003 «Тепловые сети»), допускается снижение отпуска теплоты в аварийных ситуациях до 86 % от расчетной тепловой нагрузки потребителей. При этом продолжительность и глубина снижения отпуска теплоты нормируются.

В тепловых сетях без резервирования отключение любого элемента линейной части сети при его отказе приводит к полному отключению потребителей, расположенных за отказавшим (по ходу теплоносителя) элементом, и к снижению температуры воздуха внутри помещений. Увеличение надежности теплоснабжения в таких тепловых сетях достигается повышением качества элементов и уменьшением времени восстановления отказавших элементов (как правило, теплопроводов).

Основными факторами, определяющими величину времени восстановления теплопроводов, являются: диаметр трубопровода, тип прокладки, характер повреждения, наличие, состав и оснащенность специальной аварийно-восстановительной службы.

Продолжительность пониженного уровня теплоснабжения не должна превышать нормативного времени устранения аварии, что достигается соответствующим составом и технической оснащённостью аварийно-восстановительных служб, внедрением технологий ускоренных ремонтов, тренировками эксплуатационного персонала.

В качестве основных критериев надежности тепловых сетей и системы теплоснабжения приняты:

- вероятность безотказной работы [Р];
- коэффициент готовности системы [Кг];
- живучесть системы [Ж].

Минимально допустимые показатели (критерии) вероятности безотказной работы:

- источника теплоты – $R_{ит}=0,97$;
- тепловых сетей – $R_{тс}=0,9$;
- потребителя теплоты – $R_{пт}=0,99$;
- системы в целом – $R_{сцт}=0,86$.

Допустимая продолжительность перерыва отопления, установленная постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354, составляет: не более 16 часов одновременно при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от нормативной до 12 °С; не более 8 часов при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от 12 °С до 10 °С; не более 4 часов при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от 10 °С до 8 °С.

Принимая во внимание снижение температуры воздуха в жилых помещениях при полном отключении подачи тепла и расчетной температуре наружного воздуха (-26 °С) для зданий с коэффициентом аккумуляции 40 ч, в соответствии с методической документацией МДС-41-6.2000, температура в помещении снизится с +18°С до +8 °С за 7,5 ч.

Для тупиковых нерезервированных сетей можно воспользоваться вероятностным показателем, который отражает совпадение двух событий: отказ элемента сети и попадание этого отказа в период стояния низких температур наружного воздуха. Вероятность отказа в подаче теплоты в этом случае определяется:

$$P = e^{-\sum \lambda \times n_{\text{отк}}},$$

где $\sum \lambda$ - сумма параметров потока отказов всех элементов рассчитываемого тупикового ответвления к потребителю;

$n_{\text{отк}}$ - длительность стояния температур наружного воздуха ниже расчетной.

Способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения определяют по трем критериям: вероятность безотказной работы, коэффициент готовности и живучесть системы.

Вероятность безотказной работы системы

Вероятность безотказной работы системы – это способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже установленного нормативами.

Вероятность безотказной работы (P) определяется по формуле:

$$P = e^{-w},$$

где w – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, определяется по формуле:

$$w = a \times m \times K_c \times d \cdot 0.208, \text{ 1/год} \cdot \text{км},$$

где, a – эмпирический коэффициент, при уровне безотказности $a = 0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, принимается равным 0,5 – при расчете показателя безотказности и 1,0 – при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение конкретного участка теплосети.

Коэффициент готовности системы

Коэффициент готовности системы – это вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру.

Коэффициент готовности системы теплоснабжения определяется по формуле:

$$K_r = (8760 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4) / 8760,$$

где z_1 – число часов ожидания неготовности системы централизованного теплоснабжения в период стояния расчетных температур наружного воздуха в данной местности;

z_2 – число часов ожидания неготовности источника тепловой энергии;

$$z_2 = z_{\text{об}} + z_{\text{впу}} + z_{\text{тсв}} + z_{\text{пар}} + z_{\text{топ}} + z_{\text{хво}} + z_{\text{эл}},$$

где $z_{\text{об}}$ – число часов ожидания неготовности основного оборудования;

$z_{\text{впу}}$ – число часов ожидания неготовности водоподготовительной установки;

$z_{\text{тсв}}$ – число часов ожидания неготовности тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{\text{пар}}$ – число часов ожидания неготовности тракта паропроводов;

$z_{\text{топ}}$ – число часов ожидания неготовности топливообеспечения;

$z_{\text{хво}}$ – число часов ожидания неготовности водоподготовительной установки и группы подпитки;

$z_{\text{эл}}$ – число часов ожидания неготовности электроснабжения;

z_3 – число часов ожидания неготовности тепловых сетей;

z_4 – число часов ожидания неготовности абонента.

Живучесть системы

Живучесть системы – это способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Перечень мер по обеспечению живучести всех элементов систем теплоснабжения включает:

- организацию локальной циркуляции сетевой воды в тепловых сетях;
- прогрев и заполнение тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей во время и после окончания ремонтно-восстановительных работ;
- проверка прочности элементов тепловых сетей на достаточность запаса прочности оборудования и компенсирующих устройств;
- временное использование, при возможности, передвижных источников теплоты.

Расчеты критериев надежности выполнены представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

1.9.2 Частота отключений потребителей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

1.9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Показатели надежности теплоснабжения сформированы в соответствии с указаниями, установленными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

Существующей проблемой надежности теплоснабжения является низкое качество теплоснабжения мкр. «Панин бугор» и мкр. Анисимово. Фактическая присоединенная тепловая нагрузка потребителей мкр. «Панин бугор» составляет 0,265 Гкал/ч, перспектива строительства отсутствует, динамика нагрузок – снижение (ветхое и аварийное жилье).

Теплосеть на данные микрорайоны запитана от П-12 (первый ввод), протяженность составляет порядка 5,5км диаметром от Ду500мм до Ду50мм.

Срок эксплуатации сети превышает 30 лет. Трубопровод считается ветхим, имеющим предаварийное состояние. Теплосеть состоит из двух участков, первый протяженностью 0,9 км обеспечивает всех вышеуказанных потребителей, второй протяженностью 4,6 км обеспечивает тепловой энергией потребителей мкр. «Панин бугор».

Учитывая отсутствие перспективы развития мкр. «Панин бугор» (в адрес АО «СУЭНКО» не поступали заявки на подключение к системе теплоснабжения в данном микрорайоне) и наличие на его территории небольшого количества существующих потребителей, предлагается осуществить их перевод на альтернативные индивидуальные источники тепловой энергии (газ, электричество) с последующим выводом из эксплуатации участка сети теплоснабжения от П-16 до мкр. «Панин бугор» и поддержанием в работоспособном состоянии участка сети от П-12 до П-16 для обеспечения теплоснабжением 1 ЮЛ и производственных объектов АО «СУЭНКО».

Также предлагается рассмотреть возможность расселения МКД по программе переселения из ветхого и аварийного жилья.



Рисунок 4. Теплоснабжение мкрн. Панин бугор

В городе Тобольске существует зависимость системы теплоснабжения Нагорной части от единственного источника теплоснабжения (ЭТПГ) и магистрального трубопровода длиной 9,445 км от него. Возникновение аварийной ситуации на ЭТПГ и/или трубопроводе от нее может привести к катастрофическим последствиям, поскольку Нагорная часть это 80% от всей системы теплоснабжения города Тобольска.

За период с 2014 г. по настоящее время произошло две аварии на магистральном трубопроводе и одна на ЭТПГ:

1) Авария на магистральном трубопроводе от ЭТПГ до ГК-1 (16.01.2014).

Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от ЭТПГ. Время ликвидации составило более 36 часов. Ориентировочный недоотпуск 4 371 Гкал.

Ситуация осложнилась вследствие того, что у эксплуатирующей организации ОАО «УТСК» (на момент аварии) в городе Тобольске полностью отсутствует техника и ремонтный персонал, что указывает на неспособность данной организации обеспечивать теплоснабжение Нагорной части города.

2) Авария на магистральном трубопроводе от ЭТПГ до ГК-1 (13.01.2015). Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от ЭТПГ.

Повреждение было обнаружено 13.01.2015, но по причине низких температур наружного воздуха отключение произвели 15.01.2015. Для восстановления нормальных параметров теплоснабжения понадобилось более 30 часов.

3) Авария на ЭТПГ (07.04.2015). Прекращение подачи электроэнергии и пара.

Произошло отключение насосного оборудования на ПНС, котельных и водозаборах. Для восстановления нормальных параметров тепло- и водоснабжения понадобилось порядка 20 часов.

Место произошедших аварий указано на рисунке 5.



Рисунок 5. Аварии на магистральном трубопроводе и авария на ЭТПГ

1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора

Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.

Авариями в тепловых сетях считаются разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха. Восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

Исходя из этого определения: аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило, аварийные отключения потребителей отсутствовали.

1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам, представленным в таблице 67. Время выполнения аварийного ремонта приведено без учёта времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта.

Таблица 67

**Среднее время выполнения аварийного ремонта в зависимости от диаметра трубопровода
после локализации аварии**

| Условный диаметр трубопровода, мм | Среднее время выполнения аварийного ремонта, час |
|-----------------------------------|---|
| 50-70 | 2 |
| 80 | 3 |
| 100 | 4 |
| 150 | 5 |
| 200 | 6 |
| 300 | 7 |
| 400 | 8 |

С учётом времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта время восстановления теплоснабжения увеличивается примерно в 2,5 раза. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные норм времени на ликвидацию повреждений, разработанные ВНИПИ Энергопромом и АКХ им. К. Д. Памфилова, а также в СП 124.13330.2012 и представленные в таблице 68.

Таблица 68

**Среднее время на восстановление теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода
после локализации аварии**

| Условный диаметр трубопровода, мм | Среднее время на восстановление теплоснабжения, час |
|-----------------------------------|--|
| 50-70 | 7 |
| 80 | 9,5 |
| 100 | 10 |
| 150 | 11,3 |
| 200 | 12,5 |
| 300 | 15 |
| 400 | 18 |

Существенных отклонений от нормативного времени восстановления теплоснабжения за 5-летний период не наблюдалось.

Время восстановления теплоснабжения после аварийных отключений подачи тепловой энергии потребителям г. Тобольска не приводило к снижению температуры внутреннего воздуха в отапливаемых зданиях ниже нормативной по СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (для жилых и общественных зданий не ниже 12°C, для промышленных сооружений - +8°C).

Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций сформированы в соответствии с требованиями, устанавливаемыми постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2013 № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Техничко-экономические показатели АО «СУЭНКО» в зоне деятельности города Тобольска за 2021 – 2023 гг. представлены в таблице 69.

Таблица 69

Техничко-экономические показатели АО «СУЭНКО» в зоне деятельности города Тобольска

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | АО «СУЭНКО» | | | | |
|-------|---|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | 2021 г. | 2023 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2023 г. |
| | | | факт | план | утв. Деп. | утв. Деп. | корр. Деп. |
| 1 | Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего | тыс. Гкал | 1 024,964 | 1 003,430 | 984,063 | 1 030,991 | 964,930 |
| 2 | Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии от котельных, всего | тыс. Гкал | 160,432 | 170,374 | 169,791 | 186,537 | 170,374 |
| 3 | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 848,230 | 802,848 | 782,799 | 830,409 | 764,348 |
| 4 | Потери тепловой энергии | тыс. Гкал | 201,946 | 200,582 | 201,264 | 200,582 | 200,582 |
| | то же в % | % | 19,70 | 19,99 | 20,45 | 19,46 | 20,79 |
| 5 | Потери тепловой энергии котельные | тыс. Гкал | 42,022 | 42,022 | 42,022 | 42,022 | 42,022 |
| | то же в % | % | 26,19 | 24,66 | 24,75 | 22,53 | 24,66 |
| 6 | Операционные (подконтрольные) расходы | тыс. руб. | 388 005,08 | 395 987,58 | 376 563,10 | 384 892,01 | 395 984,26 |
| 7 | Неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 242 713,55 | 227 527,66 | 218 800,51 | 155 906,31 | 220 003,62 |
| 8 | Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя | тыс. руб. | 741 723,56 | 849 021,47 | 772 090,93 | 832 667,54 | 857 938,30 |
| 9 | Прибыль | тыс. руб. | 80 473,73 | 93 538,90 | 72 524,80 | 1 010,57 | 92 743,17 |
| 10 | Расчетная предпринимательская прибыль | тыс. руб. | 35 531,62 | 40 018,92 | 37 618,33 | 33 870,13 | 39 538,70 |
| 11 | Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | тыс. руб. | - | - | 70 169,53 | - | 42 080,22 |
| 12 | ИТОГО необходимая валовая выручка | тыс. руб. | 1 487 822,31 | 1 690 339,61 | 1 547 767,20 | 1 408 346,56 | 1 648 288,27 |

1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Динамика утвержденных цен (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 учетом последних 3 лет

На момент разработки Схемы тарифы на тепловую энергию для потребителей города Тобольска на 2019 – 2023 гг. утверждены для нескольких теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих в разные периоды общую зону действия (табл. 70-71).

Таблица 70

Тарифы на тепловую энергию для потребителей АО «СУЭНКО» в 2019 - 2023 гг.

| Период вступления тарифа | Тариф руб./Гкал | Рост к предыдущему периоду, % |
|--|-----------------|-------------------------------|
| Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения) | | |
| с 01.01.2019 по 30.06.2019 | 1 492,25 | 109,11 |
| с 01.07.2019 по 31.12.2019 | 1 628,19 | |
| с 01.01.2020 по 30.06.2020 | 1 628,19 | 106,86 |
| с 01.07.2020 по 31.12.2020 | 1 739,89 | |
| с 01.01.2021 по 30.06.2021 | 1 739,89 | 112,04 |
| с 01.07.2021 по 31.12.2021 | 1 949,38 | |
| с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 1 949,38 | 103,39 |
| с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 2 015,53 | |
| с 01.01.2023 по 31.12.2023 | 2 156,46 | 106,99 |
| Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (население) | | |
| с 01.01.2019 по 30.06.2019 | 1 790,70 | 109,11 |
| с 01.07.2019 по 31.12.2019 | 1 953,83 | |
| с 01.01.2020 по 30.06.2020 | 1 953,83 | 106,86 |
| с 01.07.2020 по 31.12.2020 | 2 087,87 | |
| с 01.01.2021 по 30.06.2021 | 2 087,87 | 112,04 |
| с 01.07.2021 по 31.12.2021 | 2 339,26 | |
| с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 2 339,26 | 103,39 |
| с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 2 418,64 | |
| с 01.01.2023 по 31.12.2023 | 2 587,75 | 106,99 |

Таблица 71

Тарифы на тепловую энергию для потребителей ООО «ЗапСибНефтехим» в 2019 - 2025 гг.

| Период вступления тарифа | Тариф руб./Гкал | Рост к предыдущему периоду, % |
|------------------------------------|-----------------|-------------------------------|
| ООО «ЗапСибНефтехим» (вода) | | |
| с 01.01.2019 по 30.06.2019 | 503,13 | 100,13 |
| с 01.07.2019 по 31.12.2019 | 503,80 | |
| с 01.01.2020 по 30.06.2020 | 488,69 | 103,33 |
| с 01.07.2020 по 31.12.2020 | 504,95 | |
| с 01.01.2021 по 30.06.2021 | 504,95 | 101,32 |
| с 01.07.2021 по 31.12.2021 | 511,64 | |
| с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 511,64 | 101,38 |
| с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 518,70 | |

| Период вступления тарифа | Тариф руб./Гкал | Рост к предыдущему периоду, % |
|---------------------------------|------------------------|--------------------------------------|
| с 01.01.2023 по 30.06.2023 | 518,70 | 102,40 |
| с 01.07.2023 по 31.12.2023 | 531,15 | |
| с 01.01.2024 по 30.06.2024 | 531,15 | 105,08 |
| с 01.07.2024 по 31.12.2024 | 558,13 | |
| с 01.01.2025 по 30.06.2025 | 558,13 | 100,00 |
| с 01.07.2025 по 31.12.2025 | 558,13 | |

1.11.2 Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура цен (тарифов) на производство и передачу тепловой энергии для потребителей города Тобольска, установленных на момент разработки Схемы теплоснабжения, представлена в табл. 72-73.

Структура тарифов на производство и передачу тепловой энергии АО «СУЭНКО», установленных для потребителей города Тобольска

| № п/п | Показатели | АО "СУЭНКО" | | | | Структура себестоимости, % | | | | | |
|------------|---|-------------------------|----------------------------------|---------------------|------------------|---|-------------------------|----------------------------------|---------------------|-------------|---|
| | | Предложено предприятием | | Утверждено ДТиЦП ТО | | Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год | Предложено предприятием | | Утверждено ДТиЦП ТО | | Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год |
| | | 2021 год факт | 2023 год предложено предприятием | 2022 год | 2023 год | | 2021 год факт | 2023 год предложено предприятием | 2022 год | 2023 год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| I | Операционные (подконтрольные) расходы | 388005,08 | 395987,58 | 376563,1 | 384892,01 | 395984,26 | 26,1 | 23,4 | 24,3 | 27,3 | 24,0 |
| II | Неподконтрольные расходы | 242713,55 | 204142,93 | 200669,31 | 155653,67 | 196817,83 | 16,3 | 12,1 | 13,0 | 11,1 | 11,9 |
| 1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | 1233,31 | 2629,94 | 5254,86 | 1611,5 | 2949,15 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,2 |
| 11 | в т.ч. Услуги по передаче ООО ТСК | 466,60 | 0,00 | 1102,04 | 25007,63 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,8 | 0,0 |
| 2 | Арендная плата | 51120,57 | 23661,3 | 23757,69 | 0,00 | 23661,3 | 3,4 | 1,4 | 1,5 | 0,0 | 1,4 |
| 3 | Концессионная плата | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | 5319,37 | 11864,43 | 3218,28 | 2116,68 | 11719,98 | 0,4 | 0,7 | 0,2 | 0,2 | 0,7 |
| 41 | плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов | 64,09 | 79,06 | 70,33 | 114,49 | 64,09 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 42 | расходы на обязательное страхование | 105,35 | 143,69 | 14,22 | | 14,22 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>страхование ОПО</i> | 14,22 | 14,22 | 14,22 | | 14,22 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>ОСАГО, прочие</i> | 91,13 | 129,47 | 0,00 | | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 43 | иные расходы | 5149,93 | 11641,67 | 3133,73 | 1825,84 | 11641,67 | 0,3 | 0,7 | 0,2 | 0,1 | 0,7 |
| | <i>налог на имущество</i> | 5127,18 | 11625,46 | 3117,06 | | 11625,46 | 0,3 | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,7 |
| | <i>транспортный налог, госпошлина</i> | 22,75 | 16,21 | 16,67 | | 16,21 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 5 | Отчисления на социальные нужды | 51531,52 | 59539,32 | 56605,34 | 57490,3 | 59505,92 | 3,5 | 3,5 | 3,7 | 4,1 | 3,6 |
| 6 | Расходы по сомнительным долгам | 20135,02 | 22520,87 | 20617,75 | 17546,49 | 22520,86 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,4 |
| 7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | 101662,16 | 75520,25 | 84415,58 | 23260,07 | 75520,25 | 6,8 | 4,5 | 5,5 | 1,7 | 4,6 |
| 8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | 10559,65 | 8406,82 | 6799,8 | 28621 | 940,37 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 2,0 | 0,1 |
| | <i>услуги банка</i> | | | | | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>выплаты по кредитам</i> | 10559,65 | 8406,82 | | | 940,37 | 0,7 | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| 9 | Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 10 | ИТОГО | 242713,55 | 204142,93 | 200669,31 | 155653,67 | 196817,83 | 16,3 | 12,1 | 13,0 | 11,1 | 11,9 |
| 11 | Налог на прибыль | 0,00 | 23384,73 | 18131,2 | 252,64 | 23185,79 | 0,0 | 1,4 | 1,2 | 0,0 | 1,4 |
| 12 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 13 | Итого неподконтрольных расходов | 242713,55 | 227527,66 | 218800,51 | 155906,31 | 220003,62 | 16,3 | 13,5 | 14,1 | 11,1 | 13,3 |
| III | Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя | 741723,56 | 849021,47 | 772090,93 | 832667,54 | 857938,3 | 49,9 | 50,2 | 49,9 | 59,1 | 52,1 |
| 1 | Расходы на топливо | 109459,5 | 133566,98 | 117798,39 | 132235,41 | 133178,76 | 7,4 | 7,9 | 7,6 | 9,4 | 8,1 |
| | природный газ | 107540,83 | 131597,09 | | | 131208,87 | 7,2 | 7,8 | 0,0 | 0,0 | 8,0 |
| | запасы топлива | 1918,67 | 1969,89 | | | 1969,89 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | 176009,46 | 179052,48 | 162161,53 | 163678,66 | 172194,98 | 11,8 | 10,6 | 10,5 | 11,6 | 10,4 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | 435400,51 | 489415,41 | 448293,77 | 497451,34 | 493196,55 | 29,3 | 29,0 | 29,0 | 35,3 | 29,9 |
| 4 | Расходы на холодную воду | 6003,22 | 4247,7 | 2743,35 | 1799,27 | 3531,57 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,2 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | 14850,87 | 42738,9 | 41093,89 | 37502,86 | 55836,44 | 1,0 | 2,5 | 2,7 | 2,7 | 3,4 |
| IV | Прибыль | 80473,73 | 93538,9 | 72524,8 | 1010,57 | 92743,17 | 5,4 | 5,5 | 4,7 | 0,1 | 5,6 |

| № п/п | Показатели | АО "СУЭНКО" | | | | | Структура себестоимости, % | | | | |
|-------|--|-------------------------|----------------------------------|---------------------|------------------|---|----------------------------|----------------------------------|---------------------|------------|---|
| | | Предложено предприятием | | Утверждено ДТиЦП ГО | | Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год | Предложено предприятием | | Утверждено ДТиЦП ГО | | Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год |
| | | 2021 год факт | 2023 год предложено предприятием | 2022 год | 2023 год | | 2021 год факт | 2023 год предложено предприятием | 2022 год | 2023 год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| IV.1 | Нормативная прибыль | 4,20% | 0,09% | 0,09% | 0,09% | 0,09% | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Расходы, не учитываемые в целях налогообложения: | 78805,74 | 93538,9 | 72524,8 | 1010,57 | 92743,17 | 5,3 | 5,5 | 4,7 | 0,1 | 5,6 |
| | - прибыль, направленная на инвестиции | 0,00 | 91525,07 | 72000 | 0,00 | 91525,07 | 0,0 | 5,4 | 4,7 | 0,0 | 5,6 |
| | - денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору) | 1667,99 | 2013,83 | 524,80 | 1010,57 | 1218,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,1 |
| | - расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| IV.2 | Расчетная предпринимательская прибыль | 35531,62 | 40018,92 | 37618,33 | 33870,13 | 39538,7 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| V | Результаты деятельности организации за 2016 год | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| VI | Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования | 0,00 | 2233,47 | 7230,92 | 0,00 | 1373,5 | 0,0 | 0,1 | 0,5 | 0,0 | 0,1 |
| | <i>выпадающие за 2016-2018 гг</i> | 64815,84 | 2233,47 | 7230,92 | 0,00 | 1373,5 | 4,4 | 0,1 | 0,5 | 0,0 | 0,1 |
| VII | Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | -458,89 | 82011,6 | 58867,15 | 0,00 | 45130,62 | 0,0 | 4,9 | 3,8 | 0,0 | 2,7 |
| | | | | | 0,00 | | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>корректировка НВВ по результатам 2017 года</i> | 39486,63 | 0,00 | | 0,00 | | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>корректировка НВВ по результатам 2018 года</i> | | 0,00 | 34215,54 | 0,00 | | 0,0 | 0,0 | 2,2 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>корректировка НВВ по результатам 2019 года</i> | -39945,52 | 0,00 | | 0,00 | | -2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>корректировка НВВ по результатам 2020 года</i> | | 44458,59 | 24651,61 | 0,00 | 44458,59 | 0,0 | 2,6 | 1,6 | 0,0 | 2,7 |
| | <i>корректировка НВВ по результатам 2021 года</i> | | 11349,17 | 0,00 | 0,00 | 672,03 | 0,0 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | <i>Выпадающие операционные расходы за 2021 год (агентское)</i> | | 26203,84 | | 0 | | 0,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| VIII | Корректировка необходимой валовой выручки с учетом степени исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения или по реализации инвестиционной программы в случае недостижения регулируемой организацией плановых значений показателей надежности объектов теплоснабжения | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| IX | Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | -166,3 | 0,0 | 4071,46 | 0,00 | -4423,9 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | -0,3 |
| X | Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| XI | Валовая выручка | 1487822,3 | 1690339,61 | 1547767,2 | 1408346,6 | 1648288,27 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

| № п/п | Наименование показателя | ООО «ЗапСибНефтехим» | | | | | Структура себестоимости, % | | | | |
|----------|--|---------------------------|------------------|-----------------------------------|------------------|--|----------------------------|---------------|-----------------------------------|---------------|--|
| | | Представлено организацией | | Утверждено Департаментом в тарифе | | Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год | Представлено организацией | | Утверждено Департаментом в тарифе | | Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год |
| | | 2021 год факт | 2023 год | 2022 год | 2023 год | | 2021 год факт | 2023 год | 2022 год | 2023 год | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| VII | Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | 0,00 | 0,00 | 10384,73 | 1734,73 | 9551,12 | 0,00 | 0,00 | 6,82 | 1,14 | 5,56 |
| | по факту 2019 | | | 5434,73 | 1734,73 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,57 | 1,14 | 0,00 |
| | по факту 2020 | | | 4950,00 | 0,00 | 6991,12 | 0,00 | 0,00 | 3,25 | 0,00 | 4,07 |
| | по факту 2021 | | | 0,00 | 0,00 | 2560,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,49 |
| VIII | Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| IX | Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X | Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энерго- сбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| XI | ИТОГО необходимая валовая выручка | 631949,67 | 806105,07 | 152267,22 | 151712,53 | 171797,27 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, и может включать в себя затраты на создание тепловых сетей протяженностью от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика. При этом исключаются расходы, предусмотренные на создание этих тепловых сетей инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, либо средства, предусмотренные и полученные за счет иных источников, в том числе средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.

1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, определенных в Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808.

На момент разработки Схемы теплоснабжения города Тобольска плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей не установлена.

1.11.5 Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

На момент разработки Схема теплоснабжения города Тобольска не относится к существующим ценовым зонам теплоснабжения.

Динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет представлена в таблицах 70-71.

1.11.6 Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

На момент разработки Схема теплоснабжения города Тобольска не относится к существующим ценовым зонам теплоснабжения.

Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти Тюменской области за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти Тюменской области.

1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования

1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К существующим проблемам организации качественного теплоснабжения муниципального образования город Тобольск относятся:

- низкая эффективность установки подготовки добавочной воды для подпитки теплосети, производство ЭТПГ;
- низкая эффективность действующих источников теплоснабжения котельные № 10, 16, 26, 22, 31 – постепенный износ котлов;
- отсутствие технических узлов учета отпущенной тепловой энергии от котельных № 5, 22, 27, 28, 29, 31;
- не полное оснащение системами коммерческого учета тепловой энергии потребителей (приборов учета производимой и потребляемой тепловой энергии и теплоносителя), определение объемов поставленной тепловой энергии осуществляется расчетным способом (по нормативам), в результате чего у потребителей отсутствуют стимулы к внедрению энергосбережения и повышения комфортности проживания в помещениях, а у поставщиков – к повышению качества теплоснабжения. Отсутствие качественного учета также затрудняет планирование на предприятии и может отрицательно влиять на финансовый результат его работы;
- низкий уровень автоматизации котельных, насосных станций и ТП: отсутствие автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, регуляторов температуры, частотно-регулируемых электроприводов;
- применение в качестве изоляционного материала минеральной ваты, не отвечающей современным требованиям по энергосбережению;
- высокая степень износа оборудования насосной станции Городской котельной № 1, установленного на падающем трубопроводе (срок эксплуатации насосного оборудования Городской котельной № 1 – более 30 лет);
- наличие открытых систем теплоснабжения.

Для решения указанных проблем требуется реконструкция объектов системы теплоснабжения.

1.12.2 Существующие проблемы организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К существующим проблемам организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования г. Тобольск относятся:

- высокий износ котельного и насосного оборудования котельной № 10 (14,1% котлов эксплуатируются более 20 лет, котлы работают на продленном ресурсе). Водогрейные котлы КВГМ – 100 №№ 1, 2 невозможны к дальнейшей эксплуатации в связи с необходимостью замены трубных элементов котлов, выявленной при проведении экспертизы промышленной безопасности в 2004 г.

При обследованиях, проведенных в 2012 -2013 гг., выявлены дефекты при эксплуатации аккумуляторных баков ГК-1 (бак № 1 – дефекты в стенках резервуара (намокание теплоизолирующего слоя вследствие частичного отсутствия защиты от атмосферных осадков), дефекты в кровле (намокание теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты, отсутствие кровельного слоя для защиты от осадков, нарушение целостности ограждения); бак № 2 – дефекты в фундаменте (частичное разрушение отмостки, вымывание грунта из-под отмостки и разрушение песчаного основания непосредственно под днищем резервуара), стенках резервуара (намокание

теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты от атмосферных осадков) и кровли (отсутствие теплоизолирующего слоя вместе с покровным слоем для защиты от осадков).

Насосы ГК-1 имеют ряд дефектов:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контрагаек втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаек;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек фундамента;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны;
- высокий уровень износа тепловых сетей (более 60% сетей проложены ранее 1989 г., т.е. срок службы более 20 лет, и более 20% сетей проложены ранее 1997 г., т.е. срок службы более 15 лет);
- высокий уровень износа ЦТП;
- отсутствие ХВО на котельных № 16, 28, а также, ее высокий износ на котельных № 5 (100%), № 15 (48%);
- отсутствие на котельных резервного источника водоснабжения.

1.12.3 Существующие проблемы развития систем теплоснабжения

К существующим проблемам развития систем теплоснабжения муниципального образования город Тобольск относятся:

- изношенность оборудования ЭТПГ (котлы водогрейные эксплуатируются с 1978 – 1984 гг., котлы паровые – с 1983 – 1988 гг., паровые турбины – с 1983 – 1985 гг., подогреватели сырой воды – с 1993 г., подогреватели сетевые – с 1983 – 1985 гг. (в т.ч. сетевой горизонтальный ст.№2 турбоагрегата ст.№2 (2ПСГ-1), аккумуляторные баки – с 1981 – 1982 гг.);
- работа оборудования на продленном ресурсе (котлы водогрейные);
- действующее оборудование на ЭТПГ является уникальным, снято с производства, комплектующие к нему не производятся. В случае проведения плановых и внеплановых работ отсутствует возможность замены узлов и деталей;
- низкий уровень использования тепловой мощности источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ЭТПГ;
- недостаточная мощность и значительный износ оборудования существующих районных источников теплоснабжения (котельных № 16, 22, 31) для обеспечения покрытия как существующих, так и перспективных нагрузок, определенных в соответствии с планами ввода строительных фондов;
- недостаточная надежность магистральных сетей Нагорной части г. Тобольска, отсутствие резервирования потребителей.

1.12.4 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

К существующим проблемам надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения муниципального образования г. Тобольск относятся:

- отсутствие технической возможности использования резервного топлива на котельных №№ 10, 13, 28, 29, 15, 16, 19 и, как следствие, отсутствие емкостей для хранения жидкого топлива;
- отсутствие возможности увеличения объемов потребления газа для работы существующих и перспективных источников, в связи с тем, что лимиты по расходу газа исчерпаны.

1.12.1 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Проверки котельных и тепловых сетей осуществлялись надзорным органом - Северо-Уральским управлением Ростехнадзора. При проводимых проверках запрета на эксплуатацию котельных и тепловых сетей не было.

Согласно Предписания № 57/3801/- П/2 от 07.06.2016 по тепловым сетям Тобольского филиала АО «СУЭНКО» выдано 196 замечаний, все из которых выполнены.

По предписанию № 57/11235 - П/2 от 29.12.2016 выдано 52 замечания, все замечания устранены.

Предписанием Ростехнадзора № 57/8064- П/2 от 01.09.2017 выдано 50 замечаний, все замечания устранены.

Также в ноябре 2017 года проведена внеплановая проверка состояния тепловых сетей мкрн. Менделеево, по результатам проверки было выдано Предписание № 57/12385 - П от 14.11.2017, где указано 19 замечаний, все замечания устранены.

Согласно предписанию Ростехнадзора № 57/7277-П от 24.09.2018 выдано 75 замечаний, в том числе, срок исполнения которых до 20.10.2018 – 21 замечание, срок исполнения до 31.08.2019 – 54 замечания. Все мероприятия по устранению замечаний со сроком исполнения до 20.10.2018 года выполнены.

Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения г. Тобольска, произошедших за период, предшествующий разработке Схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Тобольска в части выявления низкой эффективности котельных.

Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения в городе Тобольске за 2022 г. составило 814,734 тыс. Гкал, суммарная нагрузка за 2022 г. – 389,774 Гкал/ч (табл. 74-75).

Таблица 74

Сведения об объеме потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска

| Показатели | АО "СУЭНКО" | | | | Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год |
|---|----------------------------|--|------------------------|----------|---|
| | Предложено предприятием | | Утверждено ДТиЦП ТО | | |
| | 2021 год факт | 2023 год предложено предприятием | 2022 год | 2023 год | |
| Полезный отпуск тепловой энергии за год, всего, тыс. Гкал | 848,230 | 802,84753 | 782,799 | 830,409 | 764,348 |
| в том числе: | | | | | |
| население | 609,389 | 576,01612 | 569,508 | 559,806 | 576,371 |
| бюджет | 126,842 | 115,88773 | 115,150 | 121,172 | 109,794 |
| собственное потребление организации | 2,136 | 2,09076 | 2,073 | 0,000 | 2,091 |
| прочие | 109,863 | 108,85291 | 96,068 | 149,431 | 76,092 |
| Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, тыс. Гкал | 1024,964 | 1003,43 | 984,063 | 1030,991 | 964,930 |
| Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии от котельных, всего, тыс. Гкал | 160,432 | 170,374 | 169,791 | 186,537 | 170,374 |
| Потери тепловой энергии, тыс. Гкал | 201,946 | 200,582 | 201,264 | 200,582 | 200,582 |
| Потери тепловой энергии котельные, тыс.Гкал | 42,022 | 42,022 | 42,022 | 42,022 | 42,022 |
| Объем покупки теплоносителя, тыс.куб.м | 270,94 | 726,19 | 726,188 | 726,19 | 726,19 |
| Объем приобретаемой тепловой энергии, тыс.Гкал | 844,930 | 833,060 | 814,734 | 849,585 | 794,556 |

Таблица 75

Сведения о величине нагрузки на цели теплоснабжения города Тобольска

| № п/п | Наименование котельной | Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч | | | |
|----------|------------------------|---|-----------|------------|-------|
| | | Всего | Отопление | Вентиляция | ГВС |
| 1 | Котельная № 2 | 0,127 | 0,113 | 0,000 | 0,014 |
| 2 | Котельная № 3 | 1,650 | 1,539 | 0,000 | 0,111 |
| 3 | Котельная № 4 | 2,422 | 2,272 | 0,000 | 0,150 |
| 4 | Котельная № 5 | 1,051 | 1,045 | 0,000 | 0,006 |
| 5 | Котельная № 6 | 1,620 | 1,544 | 0,000 | 0,076 |

| № п/п | Наименование котельной | Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч | | | |
|-------|---|---|----------------|---------------|---------------|
| | | Всего | Отопление | Вентиляция | ГВС |
| 6 | Котельная № 8 | 0,437 | 0,273 | 0,130 | 0,034 |
| 7 | Котельная № 9 | 3,888 | 3,450 | 0,052 | 0,385 |
| 8 | Котельная № 10 | 0,854 | 0,783 | 0,000 | 0,071 |
| 9 | Котельная № 11 | 8,668 | 5,486 | 0,230 | 2,952 |
| 10 | Котельная № 12 | 0,084 | 0,084 | 0,000 | 0,000 |
| 11 | Котельная № 13 | 0,074 | 0,070 | 0,000 | 0,004 |
| 12 | Котельная № 14 | 3,159 | 2,555 | 0,000 | 0,604 |
| 13 | Котельная № 15 | 1,036 | 0,960 | 0,000 | 0,076 |
| 14 | Котельная № 16 | 0,068 | 0,058 | 0,000 | 0,010 |
| 15 | Котельная № 17 | 1,252 | 1,209 | 0,000 | 0,042 |
| 16 | Котельная № 18 | 0,935 | 0,851 | 0,000 | 0,084 |
| 17 | Котельная № 19 | 1,256 | 1,225 | 0,000 | 0,031 |
| 18 | Котельная № 20 | 11,763 | 10,416 | 0,136 | 1,212 |
| 19 | Котельная № 22 | 14,196 | 12,381 | 0,593 | 1,221 |
| 20 | Котельная № 24 | 0,090 | 0,090 | 0,000 | 0,000 |
| 21 | Котельная № 25 | 0,283 | 0,283 | 0,000 | 0,000 |
| 22 | Котельная № 27 | 0,228 | 0,228 | 0,000 | 0,000 |
| 23 | Котельная № 28 | 0,313 | 0,300 | 0,013 | 0,000 |
| 24 | Котельная № 29 | 0,710 | 0,710 | 0,000 | 0,000 |
| 25 | Котельная № 31 | 0,594 | 0,594 | 0,000 | 0,000 |
| | Итого по котельным | 56,757 | 48,519 | 1,154 | 7,084 |
| 26 | Зона централизованного теплоснабжения от ООО «ЗапСибНефтехим» | 333,017 | 266,107 | 9,138 | 57,771 |
| | ВСЕГО | 389,774 | 314,626 | 10,293 | 64,855 |

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

Прогноз развития застройки городского округа с прогнозом развития жилищного фонда, прогноз ввода и сноса зданий бюджетных организаций, общественного и коммерческого назначения сформирован на основании Генерального плана и Концепции пространственного развития города Тобольска.

Согласно Генеральному плану и Концепции пространственного развития города Тобольска предусмотрено развитие жилищного строительства, ликвидация ветхого и аварийного жилья, строительство инженерно-транспортной инфраструктуры, строительство социально значимых объектов культурно-бытового назначения, развитие промышленных объектов.

На территории городского округа город Тобольск разработаны проекты планировок 3, 3а, 3б, 10, 12, 15, 16, 18, 19 микрорайонов, микрорайона «Защитино» (южная и северная часть), Подгорной части городского округа город Тобольск, микрорайонов «Иртышский», «Алемасово», «Анисимово», «Усадьба», «Менделеева», «Ершовка», «Восточный», «Строитель», п. Сумкино и проект планировки Туристического центра и другие.

В случае строительства полного объема жилых объектов, по которым утверждены проекты планировок, перспективный объем ввода жилья составит более 1,8 млн м², численность проживающих в данных районах – более 60 тыс. чел. (табл. 76).

Таблица 76

Прирост строительных фондов по расчетным элементам территориального деления и по районам перспективной застройки в соответствии с утвержденными проектами планировок г. Тобольска

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|----------------------------------|--------------------------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|--|
| 16 мкр. | индивидуальные жилые дома | 166 | 25 | 141 | 22 | Предусмотрено строительство: Торгово- бытовой центр - 75 чел. Торгово- развлекательный центр - 125 чел. Административно- офисный центр - 175 чел. Магазин - 8 чел. Аптека - 3 чел. Детские ясли-сад - 140 чел. Средняя школа - 300 чел. Управление жилищно-коммунального обслуживания - 175 чел. Поликлиника - 40 чел. Отделение связи - 75 чел. Отделение сберегательного банка - 75 чел. |
| | блокированные дома (таунхаусы) | 16 | 16 | 0 | 0 | |
| пер. Вертолетный | индивидуальные жилые дома | 274 | 9 | 265 | 1 | Для многодетных семей |
| 19 мкр | индивидуальные жилые дома | 80 | 0 | 80 | 0 | Предусмотрено строительство: Админ-офисный центр - 175 чел. Торгово-развлекат.центр - 125 чел. Админ-офисный центр - 175 чел. Магазин - 4 чел. Аптека - 3 чел. Спортивно-оздоровит.комплекс - 150 чел. |
| мкр. Иртышский | индивидуальные жилые дома | 603 | - | 603 | - | Предусмотрено строительство: Детские ясли-сад на 300 мест - 300 чел. Средняя школа на 800 учащихся - 800 чел. Многоуровневая парковка на 160 м/мест - 160 чел. Пункт проката - 4 чел. Магазин - 118 чел. Детские ясли-сад на 300 мест - 300 чел. Бизнес- центр - 265 чел. |
| | блокированные дома (таунхаусы) | 54 | 0 | 54 | 0 | |
| | | 278 | 0 | 278 | 0 | |
| малоэтажные многоквартирные дома | 78 | 0 | 78 | 0 | | |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|---------------------|---------------------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|--|
| | | | | | | <p>Управление жилищно-коммунального обслуживания - 211 чел. Административно- офисный центр - 188 чел. Торгово- бытовой центр - 390 чел. Торгово-развлекательный центр - 1036 чел. Станция технического обслуживания - 130 чел. Культовое сооружение - 21 чел. Крытый бассейн - 154 чел. Крытый спортивный зал - 178 чел. Магазин - 12 чел. Многоуровневая парковка на 160 м/мест - 160 чел. АБК - 29 чел. Пункт проката (15) - 17 чел. Пункт обогрева, Тобольск-Порт - 25 чел. Торгово- бытовой центр - 592 чел.</p> |
| мкр. Усадьба | индивидуальные жилые дома | 491 | 4 | 487 | 2 | <p>Предусмотрено строительство: Детский сад - ясли (80 мест) - 80 чел. Общеобразовательная школа (120 мест) - 120 чел. Магазин, аптечный пункт - 118 чел. Общеобразовательная школа (120 мест) - 120 чел. Магазин продовольств. товаров - 40 чел. Поликлиника (аптечный пункт) - 30 чел. Детский сад - ясли (80 мест) - 80 чел. Отделение связи - 40 чел. Торгово - развлекательный центр - 743 чел. Отделение сберегательного банка - 105 чел. Административно - офисный центр - 114 чел. Торгово - бытовой центр - 105 чел.</p> |
| Левобережье | - | 0 | 0 | 0 | 0 | - |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|----------------------------------|----------------------------------|------------|-----------|--------------------|--|---|
| Сумкино (1-я очередь) | Индивидуальные жилые дома | 74 | 4 | 70 | 3 | Вместо заблокированных домов строятся ИЖД. Вместо 9-эт. дома на 180 квартир построен 10-эт. дом на 69 квартир |
| | блокированные дома | 24 | 0 | 24 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом, 5 эт | 1 | 0 | 1 | 0 | |
| | | 2 | 0 | 2 | 0 | |
| | 1 | 0 | 1 | 0 | Предусмотрено строительство: | |
| многоквартирный жилой дом, 9 эт | 1 | 1 | 0 | 0 | Православный храм - 50 чел. Магазин (7 ед.) - 40 чел. Дет.сад на 300 мест - 300 чел. | |
| Сумкино (2-я очередь) | Индивидуальные жилые дома | 250 | 0 | 250 | 0 | На кадастровой карте участки частично выделены |
| 12 мкр. | Индивидуальные жилые дома | 100 | 90 | 10 | 12 | По кадастровой карте в микрорайоне выделены 150 участков под индивидуальные жилые дома Предусмотрено строительство: Обществ.центр микрорайона - 47 чел. |
| мкр. Ершовка | Индивидуальные жилые дома | 285 | 232 | 53 | 32 | - |
| мкр. Восточный | Индивидуальные жилые дома | 266 | 185 | 81 | 15 | - |
| 18 мкр. | Индивидуальные жилые дома | 112 | 74 | 38 | 13 | Предусмотрено строительство: Спортивно-развлекат.комплекс - 66 чел. Автосалон - 66 чел. Торговый комплекс - 55 чел. Торгово-развлекат.комплекс - 55 чел. |
| мкр. Менделеево | Индивидуальные жилые дома | 148 | 44 | 104 | 5 | На месте планируемого 5-эт. дома (148 по ПП) в 2016 г. построен 3-эт. дом. |
| | многоквартирный жилой дом, 5 эт. | 2 | 0 | 2 | 0 | |
| | | 4 | 0 | 4 | 0 | На кадастровой карте участки частично выделены и не соответствуют ПП. |
| | 4 | 0 | 4 | 0 | | |
| многоквартирный жилой дом, 9 эт. | 3 | 0 | 3 | 0 | Предусмотрено строительство: Подземная парковка (60 мест) - 60 чел. Торгово-бытовой центр (5) - 468 чел. Отдел-е связи, сб.банк (4) - 468 чел. м-н, аптечный пункт (6) - 156 чел. | |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|---------------------------------------|---|------------|-----------|--------------------|-----------------------|---|
| | | | | | | АБК, офисы (7) - 468 чел. Продовольственный магазин, аптечный пункт - 30 чел. Детский сад-ясли (200 мест) - 200 чел. Общеобразовательная школа (300 мест) - 300 чел. Детский сад-ясли (200 мест) - 200 чел. |
| мкр. Строитель | - | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| мкр. Анисимово | Индивидуальные жилые дома | 51 | 18 | 33 | 2 | Предусмотрено строительство: Насосная станция (Ливневой канализации) - 5 чел. Очистные сооружения ливневых стоков - 5 чел. Торгово-складской комплекс - 125 чел. Жилищно-эксплуатационная организация - 20 чел. Боксовые гаражи - 50 чел. Спортивный комплекс - 80 чел. Учебно- воспитательный центр(детский сад, школа) - 151 чел. |
| | 2-х квартирный жилой дом | 9 | 0 | 9 | 0 | |
| | Малозэтажный многоквартирный жилой | 6 | 0 | 6 | 0 | |
| | Малозэтажный жилой дом со встроенно-пристроенными объектами обслуживания | 1 | 0 | 1 | 0 | |
| 11 мкр. | - | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| мкр. Защитино (южная часть) | Индивидуальные жилые дома | 75 | 61 | 14 | 7 | Предусмотрено строительство: Здания общественного центра - 2 ед. (построена СТО, магазин, также строится административное здание) |
| | блокированные дома | 7 | 0 | Построено 4 ИЖД | 0 | |
| мкр. Защитино (северная часть) | Индивидуальные жилые дома | 113 | 2 | 111 | 0 | На кадастровой карте участки частично выделены и не соответствуют ПП Предусмотрено строительство: Здания общественного центра - 2 ед. |
| | блокированные дома | 12 | 0 | 12 | 0 | |
| мкр. Алемасово | Индивидуальные жилые дома | 197 | 0 | 197 | 0 | Предусмотрено строительство: детский сад на 40 мест; детский сад на 120 мест; начальная школа (1-4 класс) на 100 мест; |
| | Индивидуальные жилые дома с возможностью ведения личного подсобного хозяйства | 2 | 0 | 2 | 0 | |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|------------|-------------------------------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|---|
| | | | | | | объекты коммунально-бытового и социального обслуживания (2 шт. магазины смешанных товаров (3 шт.); аптечные пункты (3 шт.); конноспортивный комплекс. |
| мкр. 3 | Одноэтажные многоквартирные дома | 14 | 0 | 14 | 0 | 439 квартир. Проектируемые здания должны строиться на месте сносимых. Предусмотрено строительство: Детсад-ясли - 140 чел. Торгово-развлекательный комплекс - 505 чел. Магазин - 114,9 чел. |
| мкр. 3а | многоквартирный жилой дом, 5 эт. | 3 | 0 | 3 | 0 | Проектируемые здания должны строиться на месте сносимых. Предусмотрено строительство: Многофункц.здание - 150 чел. Магазин - 15 чел. Торг.-офис.пом. - 100 чел. Школа - 1200 чел. Детский сад - 280 чел. Бассейн - 40 чел. АБК спорт.базы - 150 чел. Кафе - 30 чел. АБК биатлон.комплекса - 150 чел. |
| | многоквартирный жилой дом, 9 эт. | 2 | 0 | 2 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом, 9-10 эт. | 3 | 0 | 3 | 0 | |
| мкр. 3б | Индивидуальные жилые дома | 86 | 0 | 86 | 0 | Фактическая застройка не соответствует ПП. |
| | блокированные дома | 26 | 0 | 26 | 0 | Проектируемые здания должны строиться на месте сносимых. |
| | многоквартирный жилой дом, 6 эт. | 2 | 1 | 1 | 0 | Предусмотрено строительство: Детские ясли-сад на 280 мест - 280 чел. Средняя школа на 500 учащихся - 500 чел. Торгово- бытовой центр - 126 чел. КНС - 1 чел. |
| | многоквартирный жилой дом, 9 эт. | 5 | 1 | 4 | 2 | |
| | многоквартирный жилой дом, 12 эт. | 2 | 1 | 1 | 0 | |
| мкр. 7а | - | 0 | 0 | 0 | 0 | - |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|---------------------|-----------------------------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|--|
| мкр. 10 | - | 0 | 0 | 0 | 0 | На территории микрорайона находятся 2 долгостроя, 1 строящийся 5 эт. жилой дом и пристроенное к нему 2-х эт. Административное здание |
| мкр. 15 | многоквартирный жилой дом, 9 эт. | 6 | 3 | 3 | 0 | Предусмотрено строительство: здание торгового назначения 2 эт. - 1261,4 м ² здание торгового назначения 2 эт. - 950 м ² здание обслуживания автотранспорта 2 эт. - 1490 м ² многоуровневая стоянка на 300 м/мест 3 эт. здание административно-делового назначения 2 эт. |
| | многоквартирный жилой дом, 12 эт. | 1 | 0 | 1 | 1 | |
| | многоквартирный жилой дом, 16 эт. | 17 | 17 | 0 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом, 18 эт. | 1 | 1 | 0 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом, 20 эт. | 3 | 3 | 0 | 0 | |
| Зона центра | - | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| Туристический центр | Индивидуальные жилые дома | 12 | 4 | 8 | 0 | Проектируемые здания должны строиться на месте сносимых. Текущая застройка происходит не по ПП. Предусмотрено строительство: Офис - 18 чел. Гостиничный комплекс - 125 чел. Административное здание - 9 чел. Автоматизированная стоянка на 54м/м - 27 чел. Офисное здание - 25 чел. Расширение детсада на 140 мест - 42 чел. Торгово-офисное здание - 115 чел. Офисное здание - 43 чел. Турист.центр - 31 чел. Торговый центр - 115 чел. Кафе - 17 чел. Торговый центр - 337 чел. Офисное здание - 26 чел. |
| | блокированные дома | 32 | 0 | 32 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом | 23 | 0 | 23 | 0 | |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|------------|-----------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|--|
| | | | | | | <p>Автоматизированная стоянка на 188м/м - 31 чел. Автоматизированная стоянка на 408м/м - 65 чел. Торгово-офисное здание - 158 чел. Детский сад на 140 мест - 55 чел. Расширение школы ДОСААФ - 49 чел. Офисное здание - 15 чел. Торговый центр - 55 чел. Кафе - 18 чел. Культурно-развлекательный центр - 99 чел. Турист.центр - 31 чел. Культурно-развлекательный центр - 99 чел. Расширение гостиницы - 40 чел. Торговый центр - 41 чел. Магазин - 8 чел. Многоуровневая стоянка 70 мест - 75 чел. Расширение обществ.здания - 13 чел. Культурно-развл. центр - 5 чел. Офисное здание - 9 чел. Офисное здание - 78 чел. Расширение поликлиники - 26 чел. Админ.здание - 156 чел. Административное здание - 35 чел. Административное здание - 35 чел. Расширение гостиницы - 14 чел. Расширение училища - 29 чел. Офис - 1 чел. Общественно-торговый центр - 94 чел. Магазин - 13 чел. Административное здание - 17 чел. мастерская костореза - 24 чел. Дом искусств - 36 чел. Культурно-развлекательный центр - 99 чел.</p> |

| Показатель | Тип жилого дома | По проекту | Построено | Осталось построить | из них уже строящиеся | Дополнительные сооружения - норма обслуживания / Примечание |
|---------------------|---------------------------|------------|-----------|--------------------|-----------------------|---|
| | | | | | | Расширение больницы - 137 чел. Административное здание - 156 чел. Офисное здание - 41 чел. Расширение музея - 54 чел. |
| Подгора 1-я очередь | Индивидуальные жилые дома | 24 | 0 | 24 | 0 | ПП на 2-ю очередь нет |
| | двухквартирные жилые дома | 24 | 0 | 24 | 0 | |
| | многоквартирный жилой дом | 100 | 0 | 100 | 0 | Предусмотрено строительство: Магазин - 9 чел. Гостиница - 226 чел. Офисное здание - 70 чел. Торговый центр 'Пассаж' - 142 чел. Офис - 92 чел. Офисное здание - 3 чел. Магазин (лавка) - 3 чел. Культурно-досуговый детский центр - 258 чел. Базарная площадь - 286 чел. Гостиница**** - 295 чел. Офис (банк) - 127 чел. Культурно-просветительский центр - 57 чел. Специализированные обществ - торговые комплексы - 61 чел. Клуб досуговый - 112 чел. Аркада - 35 чел. Представительство - 42 чел. Специализированные обществ - торговые комплексы - 61 чел. Специализированные обществ - торговые комплексы - 61 чел. Магазин - 68 чел. Бассейн - 7 чел. Детсад 140 мест - 140 чел. |

На расчетный срок ввод жилья во всех районах перспективной застройки и их обеспечение инженерной инфраструктурой в указанном выше объеме не может быть реализован. В связи с этим при разработке прогноза развития городского округа на расчетный срок (конец 2040 г.) учтен ввод только приоритетных районов, которые определены Концепцией пространственного развития города Тобольска.

В Генеральном плане для определения наиболее перспективных территорий с целью жилищного строительства был проведен анализ 26 территорий, в том числе 8 территорий на которых возможна реализация механизма комплексного развития территории. Схема площадок под комплексное развитие территории муниципального образования городской округ город Тобольск приведена на рис. 6.

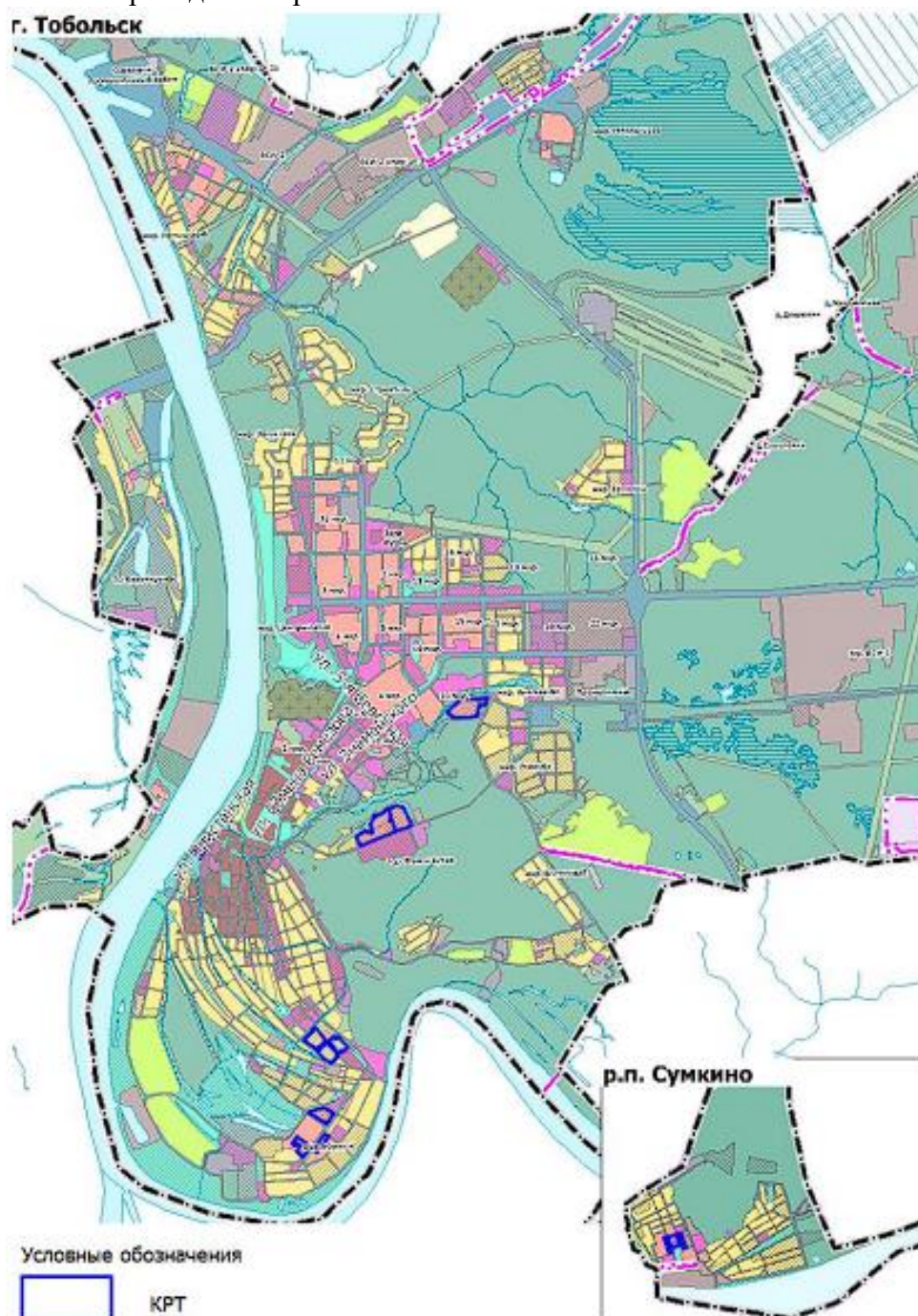


Рисунок 6. Схема площадок под комплексное развитие территории муниципального образования городской округ город Тобольск

Наиболее привлекательные территории расположены в мкр. 18 вдоль пр. Дзираева (02:18), в мкр. Зона Вузов (02:14), по ул. 3-я Трудовая (северная часть), ул. 3-я Трудовая (южная часть), ул. Пушкина, на пересечении ул. Ленина и ул. Чехова, в мкр. 36 (02:03.2). Данные территории наиболее обеспечены объектами инженерной, транспортной, социальной инфраструктуры.

К благоприятным территориям относятся: территория по ул. Алемасовская, ул. С. Ремезова, территория на пересечении ул. 3-я Трудовая и ул. Лапинская, территория в районе ул. Ленина, ул. Дальняя, ул. Дзержинского, мкр. Защитино (02:13), мкр. Усадьба (05:07), микрорайоне территория Панин бугор (05:01, 05:02).

Для относительно благоприятных территорий с приоритетом освоения 15 (пер. Вертолетный) и 17 (микрорайон Иртышский) потребуется инженерная подготовка территории.

Наименее привлекательные территории расположены в р.п. Сумкино (07), мкр. Иртышский (03:01), в районе улиц Любимая, Корчагинцев, Широкая. На данных территориях требуются высокие затраты бюджета на размещение объектов инженерной, транспортной, социальной инфраструктуры. Однако, с ростом численности населения в городе Тобольске возникнет высокая потребность в территориях для жилищного строительства. Поэтому их освоение возможно после 2030 года при благоприятных экономических условиях. Территории для жилищного строительства в городе Тобольске с указанием параметров возводимого жилья и приоритетности освоения представлены в таблице 77.

Таблица 77

Территории для жилищного строительства в городе Тобольске

| Местоположение | Общая площадь, га | Численность населения, тыс. человек* | Общая площадь нового жилищного строительства, кв. м общей площади жилых помещений | | | | Приоритет освоения |
|--|-------------------|--------------------------------------|---|--------|--------|--------------|--------------------|
| | | | Всего | ИЖС | МКД | Коммерческая | |
| Приоритетные территории | | | | | | | |
| мкр. 18, вдоль пр. Дзираева (02:18) | 4,4 | 0,6 | 19000 | 0 | 16200 | 2800 | 1 |
| Зона Вузов (02:14) | 16,2 | 2,7 | 71450 | 0 | 65450 | 6000 | 2 |
| 3-я Трудовая (северная часть)** | 3,1 | 0,3 | 9660 | 0 | 8160 | 1500 | 3 |
| ул. Пушкина | 3,2 | 0,1 | 6300 | 6300 | 0 | 0 | 4 |
| ул. Ленина/ул. Чехова** | 23,3 | 0,4 | 28150 | 26650 | 0 | 1500 | 5 |
| мкр. 36** (02:03.2) | 11,4 | 1,4 | 43000 | 0 | 42000 | 1000 | 6 |
| 3-я Трудовая (южная часть)** | 5,6 | 0,2 | 13365 | 13365 | 0 | 0 | 7 |
| Благоприятные территории | | | | | | | |
| мкр. Защитино (02:13) | 23,2 | 0,4 | 28990 | 28740 | 0 | 250 | 8 |
| 3-я Трудовая/ ул. Лапинская** | 4,4 | 0,5 | 41000 | 0 | 40000 | 1000 | 9 |
| ул. Ленина /ул. Дальняя /ул. Дзержинского | 9,1 | 0,4 | 13365 | 0 | 12615 | 750 | 10 |
| Территория Панин бугор** (05:01, 05:02) | 61,8 | 5,5 | 189965 | 11380 | 163085 | 15500 | 11 |
| мкр. Усадьба | 120,9 | 2 | 148660 | 143430 | 0 | 5230 | 12 |
| ул. Алемасовская | 12,6 | 0,2 | 12480 | 11780 | 0 | 700 | 13 |
| ул. С. Ремезова | 5,6 | 0,9 | 30750 | 0 | 27750 | 3000 | 14 |
| Относительно благоприятные территории | | | | | | | |
| Переулок Вертолетный | 42,3 | 0,8 | 62640 | 59640 | 0 | 3000 | 15 |
| мкр. Ершовка (02:21) | 13 | 0,3 | 20250 | 19250 | 0 | 1000 | 16 |
| мкр. Иртышский (03:02) | 29 | 1,6 | 68795 | 43715 | 22080 | 3000 | 17 |
| мкр. Иртышский, ул. Элеваторная | 7,5 | 0,3 | 12300 | 6300 | 6000 | 0 | 18 |
| ул. Крупской/ снт «Вымпел» | 32,1 | 0,6 | 45190 | 44590 | 0 | 600 | 19 |
| ул. 1-я Луговая | 27,9 | 0,7 | 51877 | 51877 | 0 | 0 | 20 |
| Наименее привлекательные территории | | | | | | | |

| Местоположение | Общая площадь, га | Численность населения, тыс. человек* | Общая площадь нового жилищного строительства, кв. м общей площади жилых помещений | | | | Приоритет освоения |
|--|-------------------|--------------------------------------|---|-------|-------|--------------|--------------------|
| | | | Всего | ИЖС | МКД | Коммерческая | |
| р.п. Сумкино (07), северная часть | 6 | 0,1 | 9100 | 9100 | 0 | 0 | 21 |
| Район Иртышский / ул. Любимая / ул. Корчагинцев / ул. Широкая. ИЖС | 32,9 | 0,5 | 26630 | 25830 | 0 | 800 | 22 |
| мкр. Иртышский (03:01), западная часть. ИЖС | 15 | 0,3 | 18060 | 18060 | 0 | 0 | 23 |
| р.п. Сумкино** (07) | 4,8 | 0,4 | 12115 | 630 | 10285 | 1200 | 24 |
| р.п. Сумкино (07), восточная часть | 45,1 | 0,7 | 47250 | 47250 | 0 | 0 | 25 |
| мкр. Иртышский (03:01), ул. Верхнефилатовская | 13 | 0,7 | 12620 | 1800 | 10820 | 0 | 26 |

Примечание: * - прогнозируемая численность населения, проживающего на территории для жилищного строительства; ** - часть площадки выделена для реализации механизма комплексного развития территории

Общая площадь жилых помещений к концу 2040 г. составит 4 598,5 тыс. м² (табл. 78), в т.ч.:

- в жилых домах (индивидуально-определенных зданиях) – 1 269,5 тыс. м²;
- в многоквартирных домах – 3 186,7 тыс. м²;
- в домах блокированной застройки – 142,3 тыс. м².

Развитие кварталов индивидуальной жилой застройки предусмотрено:

- в мкр. Иртышский (03:02, 03:01), мкр. 18 (02:18), мкр. 19 (02:19), в районе пер. Вертолетный (01:06), в восточной и северной части р. п. Сумкино – по утверждённым проектам планировки;

- в микрорайонах Защитино (02:25) и Усадьба (05:08, 05:07) развитие планируется по утверждённым проектам планировки, с учетом границ городских лесов, поставленных на кадастровый учет;

- уплотнение индивидуальной жилой застройки определено в Подгорной части города, в мкр. Ершовка (02:21), район Иртышский (03:09) за Свердловской железной дорогой.

Новые площадки под индивидуальное жилищное строительство определены:

- вдоль ул. 1-я Луговая (01:09). Развитие на месте не действующих производственных и коммунально-складских предприятий. Данную площадку предпочтительней рассматривать не только под индивидуальную жилую застройку, но и малоэтажную жилую застройку блокированного типа;

- вдоль ул. Ленина (01:06), в юго-восточном направлении от пер. 3-й Менделеевский. Развитие на месте снесенных и аварийных жилых домов малой этажности;

- на территории Панин бугор (05:01, 05:02);

- на территории СНТ «Вымпел» в районе ул. Крупской (05:06), с созданием общественного подцентра.

Развитие кварталами малоэтажной жилой застройки предусмотрено:

- в мкр. Иртышский (03) вдоль улиц Верхнефилатовская и 40 лет Победы. Развитие кварталов малоэтажной многоквартирной жилой застройки, с размещением объектов среднего общего и дошкольного образования;

- на территории Панин бугор (05:01) под многоквартирную малоэтажную жилую застройку, и блокированную застройку типа Таун-хаус на свободных территориях;

- уплотнение северной части мкр. Южный (01:08), многоквартирными малоэтажными жилыми домами. Строительство квартала малоэтажной жилой 277 застройки типа Таун-хаус в районе ул. Лапинской, с формированием общественного подцентра вдоль ул. 3-я Трудовая;

– в Подгорной части вдоль ул. Ленина и в западном направлении от ул. Набережная Кирова для размещения малоэтажной жилой застройки квартального типа, с объектами обслуживания в первых этажах.

Развитие кварталами среднеэтажной жилой застройки предусмотрено:

– в мкр. Иртышский (03:02), вдоль ул. Элеваторной, ул. Надежды на свободных территориях, и на сформированных земельных участках, предусмотренных под жилищное строительство;

– на северо-востоке тер. Панин бугор (05:01) жилыми домами до 6-ти этажей (20 метров), на свободных территориях в районе разрушенной колонии и в районе недействующего учебного центра ГОУ УЦ ГУВД по Тюменской области;

– по ул. С. Ремезова (02:27, 02:07.1) для развития среднеэтажной жилой застройки формирующей фронт ул. С. Ремезова, с объектами общего школьного и дошкольного образования в структуре микрорайона. Развитие планируется на свободной от застройки территории, частично за счет сноса индивидуальной жилой застройки, и за счет регенерации гаражного кооператива в многоуровневый гаражный комплекс;

– в мкр. 3 (02:03) за счет регенерации существующей жилой застройки;

– в мкр. 3а (02:03.1), на территории недействующих производственных предприятий (бывший кирпичный завод);

– в мкр. 18 (02:18) вдоль пр. Дзираева жилыми домами до 6-ти этажей.

Развитие многоэтажной жилой застройки предусмотрено на свободных территориях:

– на территории в восточной части мкр. 3б (02:03.2) с размещением объектов среднего общего образования и объектами обслуживания в первых этажах;

– в Зоне Вузов (02:14), на замыкании ул. Юбилейная;

– в мкр. Центральный по ул. С. Ремезова, за счет регенерации особенных городских территорий, занятых гаражными кооперативами, с размещением жилой застройки переменной этажности 6-9 этажей, и многоуровневыми подземными паркингами;

– вдоль пр. Дзираева, в мкр. 15 (02:15), по ранее утверждённому проекту планировки.

Прогноз сформирован с учетом сноса ветхого и аварийного жилья и капитального ремонта жилищного фонда в соответствии с:

– Региональной адресной программой по переселению граждан из аварийного жилищного фонда Тюменской области на 2019-2023 годы, утв. распоряжением правительства Тюменской области от 24.01.2022 № 33-рп.;

– Краткосрочным планом реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2021-2023 годов», утв. распоряжением Департамента ЖКХ Тюменской области от 07.05.2020 № 14-р (с изм., в ред. распоряжения Департамента ЖКХ Тюменской области от 24.03.2023 № 005-р);

– Краткосрочным планом реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2024-2026 годов, утв. распоряжением Департамента ЖКХ Тюменской области от 27.01.2023 № 002-рп.

Прогноз перспективных показателей развития городского округа город Тобольск на период до 2040 г.

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024-2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029- 2033 гг.) | 3 этап (2034- 2040 гг.) | Темп роста/ снижение 2028/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2033/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2040/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2022/2020 гг., % |
|----------|---|----------|---------|---------|---------|------------------------|---------|---------|---------|---------|-------------------------------|-------------------------------|--|--|--|--|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2033 г. | 2040 г. | | | | |
| 1 | Прогноз численности и состава населения (демографический прогноз) | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | Численность населения муниципального образования городской округ город Тобольск на начало года (Базовый сценарий), в том числе: | чел. | 102 071 | 103 295 | 103 175 | 103 006 | 102 797 | 102 602 | 102 358 | 104 750 | 113 409 | 120 870 | 101 | 110 | 117 | 101,0 |
| | Нагорная часть | чел. | 72 852 | 73 724 | 73 667 | 73 589 | 73 484 | 73 387 | 73 257 | 74 943 | 81 138 | 86 476 | 102 | 110 | 117 | 101,2 |
| | Подгорная часть | чел. | 13 942 | 14 109 | 14 098 | 14 083 | 14 063 | 14 044 | 14 020 | 14 342 | 15 528 | 16 549 | 102 | 110 | 117 | 100,7 |
| | мкр. Менделеево | чел. | 4 222 | 4 272 | 4 269 | 4 265 | 4 258 | 4 253 | 4 245 | 4 343 | 4 702 | 5 011 | 102 | 110 | 117 | 101,7 |
| | мкр. Иртышский | чел. | 6 382 | 6 458 | 6 453 | 6 447 | 6 437 | 6 429 | 6 417 | 6 565 | 7 108 | 7 575 | 102 | 110 | 117 | 99,3 |
| | пос. Сумкино | чел. | 3 299 | 3 341 | 3 298 | 3 234 | 3 168 | 3 104 | 3 036 | 3 143 | 3 402 | 3 626 | 94 | 102 | 109 | 99,8 |
| | ТО Левобережье | чел. | 1 375 | 1 391 | 1 390 | 1 388 | 1 386 | 1 385 | 1 382 | 1 414 | 1 531 | 1 632 | 102 | 110 | 117 | 99,3 |
| 1.2 | Численность населения муниципального образования городской округ город Тобольск на конец года (Базовый сценарий), в том числе: | чел. | 103 295 | 103 175 | 103 006 | 102 797 | 102 602 | 102 358 | 104 750 | 106 439 | 114 161 | 121 949 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| | Нагорная часть | чел. | 73 724 | 73 667 | 73 589 | 73 484 | 73 387 | 73 257 | 74 943 | 76 152 | 81 676 | 87 248 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| | Подгорная часть | чел. | 14 109 | 14 098 | 14 083 | 14 063 | 14 044 | 14 020 | 14 342 | 14 573 | 15 631 | 16 697 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| | мкр. Менделеево | чел. | 4 272 | 4 269 | 4 265 | 4 258 | 4 253 | 4 245 | 4 343 | 4 413 | 4 733 | 5 056 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| | мкр. Иртышский | чел. | 6 458 | 6 453 | 6 447 | 6 437 | 6 429 | 6 417 | 6 565 | 6 671 | 7 155 | 7 643 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| | пос. Сумкино | чел. | 3 341 | 3 298 | 3 234 | 3 168 | 3 104 | 3 036 | 3 143 | 3 193 | 3 425 | 3 658 | 97 | 104 | 111 | 100,0 |
| | ТО Левобережье | чел. | 1 391 | 1 390 | 1 388 | 1 386 | 1 385 | 1 382 | 1 414 | 1 437 | 1 541 | 1 646 | 103 | 111 | 118 | 101,1 |
| 1.9 | Численность населения муниципального образования городской округ город Тобольск на начало года (Базовый сценарий) по возрастам: | | | | | | | | | | | | | | | |
| | моложе трудоспособного возраста | чел. | 24 572 | 24 521 | 24 493 | 24 452 | 24 490 | 24 531 | 24 560 | 25 223 | 27 790 | 30 338 | 103 | 113 | 124 | 101,2 |
| | трудоспособный возраст | чел. | 54 828 | 55 578 | 55 513 | 55 423 | 55 535 | 55 653 | 55 745 | 57 276 | 63 249 | 69 259 | 103 | 114 | 125 | 103,0 |
| | старше трудоспособного возраста | чел. | 22 671 | 21 302 | 21 277 | 21 242 | 21 005 | 20 771 | 20 529 | 20 811 | 21 460 | 21 273 | 98 | 101 | 100 | 88,3 |
| 1.10 | Численность населения муниципального образования городской округ город Тобольск на начало года (Базовый сценарий) по полу: | | | | | | | | | | | | | | | |
| | женщины | чел. | 55 593 | 55 262 | 55 255 | 55 222 | 55 167 | 55 119 | 55 045 | 56 390 | 61 367 | 65 874 | 102 | 111 | 119 | 99,3 |
| | мужчины | чел. | 46 478 | 46 139 | 46 133 | 46 105 | 46 059 | 46 019 | 45 957 | 47 080 | 51 234 | 54 996 | 102 | 111 | 119 | 99,0 |
| 1.11 | Среднегодовая численность населения муниципального образования городской округ город Тобольск | чел. | 102 683 | 103 235 | 103 091 | 102 902 | 102 700 | 102 480 | 103 554 | 105 595 | 113 785 | 122 696 | 102 | 110 | 119 | 101,0 |
| | Нагорная часть | чел. | 73 288 | 73 695 | 73 628 | 73 537 | 73 436 | 73 322 | 74 100 | 75 547 | 81 407 | 87 783 | 103 | 110 | 119 | 101,2 |
| | Подгорная часть | чел. | 14 025 | 14 103 | 14 091 | 14 073 | 14 054 | 14 032 | 14 181 | 14 458 | 15 579 | 16 799 | 103 | 110 | 119 | 100,9 |

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024-2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029- 2033 гг.) | 3 этап (2034- 2040 гг.) | Темп роста/ снижение 2028/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2033/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2040/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2022/2020 гг., % |
|----------|---|----------------|----------|----------|----------|------------------------|----------|----------|----------|----------|-------------------------------|-------------------------------|--|--|--|--|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2033 г. | 2040 г. | гг., % | гг., % | гг., % | гг., % |
| | мкр. Менделеево | чел. | 4 247 | 4 271 | 4 267 | 4 262 | 4 256 | 4 249 | 4 294 | 4 378 | 4 718 | 5 087 | 103 | 110 | 119 | 101,4 |
| | мкр. Иртышский | чел. | 6 420 | 6 456 | 6 450 | 6 442 | 6 433 | 6 423 | 6 491 | 6 618 | 7 131 | 7 690 | 103 | 110 | 119 | 100,2 |
| | пос. Сумкино | чел. | 3 320 | 3 320 | 3 266 | 3 201 | 3 136 | 3 070 | 3 090 | 3 168 | 3 414 | 3 681 | 95 | 103 | 111 | 99,9 |
| | ТО Левобережье | чел. | 1 383 | 1 390 | 1 389 | 1 387 | 1 386 | 1 383 | 1 398 | 1 425 | 1 536 | 1 656 | 103 | 110 | 119 | 100,2 |
| 2 | Прогноз развития промышленности | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1 | Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами (без субъектов малого предпринимательства) | млрд руб. | 800,0 | 802,7 | 764,6 | 820,5 | 877,3 | 932,5 | 996,6 | 1060,2 | 1413,4 | 2008,5 | 132 | 176 | 250 | 152,1 |
| | Обрабатывающие производства | млрд руб. | 789,1 | 791,3 | 742,0 | 770,4 | 798,4 | 827,4 | 885,0 | 944,5 | 1269,7 | 1870,8 | 119 | 160 | 236 | 166,2 |
| | Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха | млрд руб. | 9,6 | 10,1 | 11,0 | 11,7 | 12,5 | 13,2 | 13,9 | 14,7 | 18,9 | 26,5 | 145 | 187 | 263 | 101,8 |
| | Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений | млрд руб. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2.2 | Объем работ, выполненных собственными силами по виду деятельности "Строительство" (без субъектов малого предпринимательства) | млн руб. | 8 126,7 | 8 025,5 | 8 456,6 | 8 942,8 | 9 517,5 | 10 068,0 | 10 742,3 | 11 462,9 | 15 329,0 | 21 751,0 | 143 | 191 | 271 | 117,2 |
| 2.3 | Число субъектов малого и среднего предпринимательства в расчете на 10 тыс. человек населения | ед. | 309,0 | 310,6 | 321,0 | 325,1 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 106 | 106 | 106 | 104,6 |
| 2.4 | Объем инвестиций в основной капитал (за исключением бюджетных средств) в расчете на 1 человека | тыс. руб./чел. | 260,47 | 456,77 | 104,85 | 100,36 | 128,91 | 602,85 | 655,67 | 691,18 | 906,11 | 1378,74 | 151 | 198 | 529 | 43,8 |
| 3 | Прогноз развития застройки городского округа | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1 | Площадь жилищного фонда на начало года | тыс. м² | 3 599,58 | 3 623,44 | 3 680,33 | 3 704,45 | 3 717,72 | 3 713,88 | 3 756,94 | 3 835,19 | 4 155,43 | 4 515,21 | 106 | 115 | 125 | 104,7 |
| 3.2 | Площадь жилищного фонда на конец года | тыс. м² | 3 623,44 | 3 680,33 | 3 704,45 | 3 717,72 | 3 713,88 | 3 756,94 | 3 835,19 | 3 914,32 | 4 194,84 | 4 598,50 | 106 | 114 | 127 | 102,2 |
| 3.3 | Снос жилых домов | тыс. м² | - | - | - | 29,4 | 18,6 | -0,5 | -0,5 | -0,5 | -0,5 | -0,5 | - | - | - | - |
| 3.4 | Ввод в действие жилых домов | тыс. м² | 78,4 | 60,2 | 100,0 | 53,5 | 31,8 | 42,6 | 77,8 | 78,6 | 38,9 | 82,8 | 131 | 65 | 106 | 76,0 |
| | в том числе введенная в действие за один год на 1 жителя | тыс. м² | 0,8 | 0,6 | 0,97 | 0,52 | 0,31 | 0,42 | 0,75 | 0,74 | 0,34 | 0,67 | 128 | 59 | 88 | 75,2 |
| | МКД и дома блокированной застройки | тыс. м² | 54,4 | 34,4 | 57,1 | 30,6 | 18,2 | 24,3 | 44,4 | 44,9 | 22,2 | 47,3 | 131 | 65 | 87 | 58,8 |
| 3.5 | ИЖС | тыс. м² | 24,0 | 25,8 | 42,9 | 22,9 | 13,6 | 18,2 | 33,3 | 33,7 | 16,7 | 35,5 | 131 | 65 | 148 | 124,6 |
| 3.6 | Общая площадь жилых помещений, приходящая в среднем на 1 жителя (на начало года) | м²/чел. | 35,9 | 35,6 | 35,7 | 36,0 | 36,2 | 36,2 | 36,3 | 36,3 | 36,5 | 36,8 | 102 | 103 | 103 | 103,7 |
| | Капитальный ремонт многоквартирных домов | тыс. м² | 1 067,7 | 594,9 | 569,4 | 1069,3 | 418,0 | 491,5 | 491,5 | 491,5 | 491,5 | 491,5 | 83 | 83 | 46 | 149,6 |

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024-2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029- 2033 гг.) | 3 этап (2034- 2040 гг.) | Темп роста/ снижение 2028/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2033/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2040/2022 гг., % | Темп роста/ снижение 2022/2020 гг., % |
|----------|---|---------------------|----------|----------|---------|------------------------|---------|---------|---------|---------|-------------------------------|-------------------------------|--|--|--|--|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2033 г. | 2040 г. | | | | |
| 3.7 | Ввод зданий бюджетных организаций, общественного и коммерческого назначения | тыс. м ² | - | - | 30,0 | 16,1 | 9,6 | 12,8 | 23,3 | 23,6 | 11,7 | 24,8 | - | - | - | - |
| 3.8 | Снос зданий бюджетных организаций, общественного и коммерческого назначения | тыс. м ² | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - | - | - | - |
| 4 | Прогноз изменения доходов населения | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5.1 | Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников крупных и средних предприятий и некоммерческих организаций | руб. | 64 799,2 | 71 162,6 | 70 704 | 73 199 | 75 800 | 82 918 | 88 111 | 93 527 | 125 878 | 190 239 | 131 | 177 | 294 | 107,3 |
| 5.2 | Численность безработных, имеющих статус | чел. | 179 | 194 | | | | | | | | | | | | 16,7 |
| 5.3 | Среднедушевые денежные доходы на душу населения в месяц | руб. | 33 984,2 | 36 242,2 | 38 120 | 41 000 | 44 605 | 48 794 | 51 749 | 55 037 | 74 729 | 115 285 | 152 | 206 | 339 | 113,8 |
| 5.4 | Величина прожиточного минимума в среднем на душу населения в месяц* | руб. | 11 748 | 13 919 | 14 375 | 15 461 | 16 821 | 18 400 | 19 514 | 20 754 | 28 181 | 43 474 | 149 | 202 | 370 | 119,5 |
| 5.5 | Индекс роста реального располагаемого дохода* | - | 100,8 | 99,1 | 101,1 | 102,4 | 102,6 | 102,2 | 102,0 | 102,3 | 102,2 | 102,30 | 103 | 103 | 101 | 100,0 |

Примечание: *показатель по Тюменской области

Перечень перспективных потребителей на период 2023-2026 гг. с расчетной тепловой нагрузкой представлен в таблице 79.

Таблица 79

Перечень перспективных потребителей на период 2023-2026 гг.

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|-------|--|--|-------------|---------------|--------------|--------------|------------------------------|
| 1 | Торговый комплекс с многоуровневым паркингом | ул. Семена Ремезова, 171а | 0,098 | 0,021 | - | 0,119 | 2026 |
| 2 | Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-3 | ул. Семена Ремезова, уч. 187 | 0,787 | 0,02 | 0,301 | 1,108 | 2023 |
| 3 | Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-4 | ул. Семена Ремезова, уч. 187 | 0,787 | 0,02 | 0,301 | 1,108 | 2023 |
| 4 | Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (3-й этап строительства) | 6 мкр., уч. 110 | 0,612 | - | 0,366 | 0,978 | 2023 |
| 5 | Многokвартирный жилой дом | 15 мкр., уч. 16 | 1,458 | - | 0,646 | 2,104 | 2023 |
| 6 | Строительство спортивного комплекса "Центр гимнастики" г. Тобольск | 7а мкр., уч. 45 | 0,2 | 0,313 | 0,05 | 0,563 | 2023 |
| 7 | Ресторан быстрого питания "Макдоналдс" | мкр. 10 | 0,3 | 0,008 | 0,03 | 0,338 | 2023 |
| 8 | Жилые дома с нежилыми помещениями г. Тобольск, Зона Вузов | Зона Вузов, уч. 7 | 1,998 | - | 0,997 | 2,995 | 2024 |
| 9 | Многофункциональный комплекс в Тобольске, в границах улиц Рощинский переулок и улица Первомайская. 1 этап строительства - Торговый центр. 2 этап строительства - Гостиница | пер. Рощинский, 63 | 0,118 | - | 0,06 | 0,178 | 2023 |
| | | | 0,097 | 0,071 | 0,123 | 0,291 | 2025 |
| 10 | Магазин «Пятерочка» | 15 микрорайон | 0,079 | 0,086 | - | 0,165 | 4 кв. 2023 |
| 11 | «Магазин» | Тюменская область, 15 микрорайон, земельный участок 12а. | 0,058 | - | - | 0,058 | 2024 |
| 12 | "Среднеэтажный жилой дом с нежилыми помещениями" | ул. Октябрьская, участок №58 | 0,096 | 0,082 | 0,046 | 0,224 | 2025 |
| 13 | «Объект культурного наследия регионального значения «Дом Неводчикова» | ул. Хохрякова, участок 10 | 0,2 | - | - | 0,2 | 2025 |
| 14 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 15 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, улица Декабристов, участок №24 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 16 | "Для строительства нового жилого дома" | г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|-------|---|---|-------------|---------------|--------------|--------------|------------------------------|
| 17 | "Для индивидуальной жилой застройки" | г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 18 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 19 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 20 | "Под блок гаражей" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №110в, участок №1 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 21 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №130 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 22 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №131 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 23 | "Гаражи индивидуального транспорта" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 24 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №129 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 25 | "Дополнительный земельный участок для содержания и эксплуатации здания и подсобных помещений" | г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2025 |
| 26 | "Под магазин(Теремок)" | г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а | 0,015 | - | - | 0,015 | 2025 |
| 27 | "Под незавершенное строительством нежилое строение(гараж)" | г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1, кадастровый номер 72:24:0603015:33 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2025 |
| 28 | "Здравоохранение" | г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 29 | "Под нежилые строения(АБК, котельная, производственный корпус)" | г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 30 | "Для общественно-деловой застройки" | г.Тобольск, ул.Знаменского,4 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 31 | "Административно-деловой центр" | г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124 | 0,12 | - | - | 0,12 | 2024 |
| 32 | "Для жилищного строительства" | г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б | 0,150 | - | - | 0,15 | 2025 |

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|--------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|------------------------------|
| 33 | "Объект торгового назначения" | г.Тобольск, ул. Ремезова, 150а | 0,500 | - | - | 0,5 | 2024 |
| Итого | | | 7,913 | 0,621 | 2,920 | 11,454 | - |

2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Прогнозы перспективного потребления тепловой энергии и удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение формируются с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При расчете нагрузки и потребления тепловой энергии в жилищном фонде учитывались установленные нормативы теплоснабжения, утв. приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 20.08.2012 № 185/01-05-ос «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению Тюменской области» и введены действие с 01.07.2013 (в действующей редакции).

В соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусмотрено снижение нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции.

При разработке Схемы теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки определены:

а) для существующей застройки населенных пунктов и действующих промышленных предприятий – по площади зданий с уточнением по фактическим тепловым нагрузкам;

в) для намечаемых к застройке жилых районов – по удельным тепловым характеристикам зданий (Приложение В, СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети», утв. приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 30.06.2012 № 280).

Показатели удельной максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилищного фонда города Тобольска представлены в таблице 80.

Нагрузки для тепловых сетей по системам горячего водоснабжения при известной площади зданий определены согласно генеральному плану застройки районов по удельным тепловым характеристикам. Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев представлены в таблице 81 (Приложение Г, СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети» (утв. приказом Минрегион России от 30.06.2012 № 280).

Таблица 80

Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов

| Этажность жилых зданий | Расчетное значение для установленной температуры для города Тобольска (-39°С) | |
|---|---|----------------------------|
| | Вт/м ² | Гкал/ч/1000 м ² |
| Для зданий строительства после 2015 г. | | |
| 1-3 этажные многоквартирные отдельно стоящие | 83 | 0,073 |
| 2-3 этажные многоквартирные блокированные | 66,4 | 0,057 |
| 4-6 этажные | 58,2 | 0,0500 |
| 7-10 этажные | 51,2 | 0,0440 |
| 11-14 этажные | 48,2 | 0,0414 |

| Этажность жилых зданий | Расчетное значение для установленной температуры для города Тобольска (-39°С) | |
|------------------------|---|----------------------------|
| | Вт/м ² | Гкал/ч/1000 м ² |
| более 15 этажей | 46,2 | 0,0397 |

Источник: СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 Тепловые сети» (Приложение В).

При отсутствии данных по площади застройки, тепловые нагрузки по отдельным зданиям: учреждениям здравоохранения, детским садам, общеобразовательным учреждениям, планируемым к строительству, приняты, по экспертной оценке, (на основании анализа нагрузок аналогичных существующих зданий, т. е. исходя из среднестатистического потребления тепла).

Таблица 81

Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев для города Тобольска

| № п/п | Потребители | Ед. изм. | Норма расхода ГВС, л/сут. | Норма площади | Удельный расход тепловой энергии | Удельный расход тепловой энергии на ГВС | | |
|-------|--|-------------------|---------------------------|----------------------|----------------------------------|---|----------------------------|------------------|
| | | | л/сут. | м ² /чел. | Вт/м ² | Вт/чел. | Гкал/ч/1000 м ² | Гкал/ч/1000 чел. |
| 1 | Жилые дома, независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления | 1 житель | 105 | 25 | 12,2 | 305 | 0,0122 | 0,305 |
| 1.1 | То же, с заселенностью 20 м ² /чел. | 1 житель | 105 | 20 | 15,3 | 306 | 0,0153 | 0,306 |
| 2 | То же, с умывальниками, мойками и душевыми | 1 житель | 85 | 18 | 13,8 | 248,4 | 0,0138 | 0,2484 |
| 3 | Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах | 1 проживающий | 105 | 20 | 15,3 | 306 | 0,0153 | 0,306 |
| 4 | Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам | 1 больной | 90 | 15 | 17,5 | 262,5 | 0,0175 | 0,2625 |
| 5 | Поликлиники и амбулатории | 1 больной в смену | 5,2 | 13 | 1,5 | 19,5 | 0,0015 | 0,0195 |
| 6 | Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах | 1 ребенок | 11,5 | 10 | 3,1 | 31 | 0,0031 | 0,031 |
| 7 | Административные здания | 1 работающий | 5 | 10 | 1,3 | 13 | 0,0013 | 0,013 |
| 8 | Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах | 1 учащийся | 3 | 10 | 0,8 | 8 | 0,0008 | 0,008 |
| 9 | Физкультурно-оздоровительные комплексы | 1 человек | 30 | 5 | 17,5 | 87,5 | 0,0175 | 0,0875 |
| 10 | Предприятия общественного питания для приготовления пищи, реализуемой в обеденном зале | 1 посетитель | 12 | 10 | 3,2 | 32 | 0,0032 | 0,032 |
| 11 | Магазины продовольственные | 1 работающий | 12 | 30 | 1,1 | 33 | 0,0011 | 0,033 |
| 12 | Магазины промтоварные | 1 работающий | 8 | 30 | 0,7 | 21 | 0,0007 | 0,021 |

2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок на расчетный срок по городу Тобольску сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2040 г. с учетом величины подключаемых тепловых нагрузок отдельных объектов по выданным техническим условиям на период до 2024 г. и с учетом реализации мероприятий по энергосбережению на действующих объектах.

Данные по тепловым нагрузкам по зданиям общественно-делового назначения приняты по Генеральному плану по проектам планировки, при отсутствии – по экспертной оценке (на основании анализа нагрузок аналогичных существующих зданий, т.е. исходя из среднестатистического потребления тепла).

Расчет прогноза перспективного потребления тепловой энергии (мощности) города Тобольска учитывает общее изменение объемов потребления тепловой энергии на основе видения будущего развития поселения и принятого вектора развития системы теплоснабжения в целом.

Объемы и приросты потерь и затрат теплоносителя определены в составе Главы 6 настоящей Схемы теплоснабжения.

Прогноз прироста тепловых нагрузок по городу Тобольску сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2040 г. и данных о выданных технических условиях на подключение к сетям теплоснабжения представлен в табл. 79.

В соответствии с изменением объемов перспективных приростов прогнозная величина полезного отпуска подлежит ежегодной актуализации.

2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Теплоснабжение потребителей индивидуальной и малоэтажной жилой застройки, а также объектов общественно-делового назначения, не подключенных к котельным – децентрализованное от индивидуальных источников теплоснабжения.

2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

В г. Тобольске сложилось несколько производственных зон (Восточная промышленная зона, промышленная зона речпорта и Пионерной базы (Северный промузел), промышленные зоны ТО Левобережье и п. Сумкино).

Основные промышленные и коммунальные предприятия городского округа сосредоточены в Восточном промышленном районе города, который расположен в пяти километрах к востоку от Нагорной части. Здесь расположены производственные, обслуживающие, складские и административные площадки ООО «ЗапСибНефтехим». В этой же зоне находятся производство ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» (Тобольская ТЭЦ), а к западу от территории ООО «ЗапСибНефтехим» – площадки многочисленных предприятий стройиндустрии.

Вторая по величине промышленно-коммунальная зона сложилась в северной части города, в районе речпорта и Пионерной базы.

Часть производств и площадок расположены дисперсно в Нагорной и Подгорной частях города. Собственные промышленно-коммунальные зоны имеются в ТО Левобережье и п. Сумкино (РЭБ флота).

Основными предприятиями в производственных зонах г. Тобольска являются: ООО «ЗапСибНефтехим», управление магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод», судоремонтный завод ООО «Судоремонт Сумкино», ЗАО «Тобольскстроймеханизация», «Спецмонтаж», ЗАО «Стройкомплект», цементный завод ООО «ЗЖБИ-4», кирпичный завод ОАО «Артель-С», ООО «Цементстрой», Тюменский Завод Грузоподъемного Оборудования, ОАО «Тобольский рыбзавод», ООО «Тобольский хлебокомбинат» и другие.

На территории промышленных зон часть предприятий не действует или работает с неполной нагрузкой.

В соответствии с Генеральным планом предусматривается:

– дальнейшее развитие Восточной промзоны с выносом из нее ряда предприятий из центральных районов города. При размещении новых предприятий предусмотрено использование площадок недействующих предприятий;

– упорядочение и уплотнение Северного промузла с расширением речпорта и размещением новых производственных площадок, преимущественно перегрузочной и коммунально-складской функции.

Развитие промышленности г. Тобольска на перспективу до 2028 г. связано, в первую очередь, с нефтехимической отраслью.

Концепция развития нефтехимической отрасли г. Тобольска предусматривает:

– увеличение загрузки базовых производств ООО «ЗапСибНефтехим»

– увеличение глубины переработки сырья с внедрением высокоэффективных технологий.

Выход на проектную мощность, предусматривающую выпуск 2 млн тонн полимеров в год (1,5 млн тонн полиэтилена и 500 тыс. тонн полипропилена) осуществлен в 2020 г.

Изменение нагрузки тепловой энергии по производственным предприятиям в зоне действия существующих производственных котельных (40 ед.) не планируется.

Отопление отдельных торговых и производственных зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части прогноза численности населения и прироста строительных фондов, а также в части прогноза приростов тепловой энергии.

Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования

3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Zulu Thermo 8.0. позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, а также выполнять теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Графическое отображение электронной модели представлено в приложении к Схеме теплоснабжения и на рисунке 7.

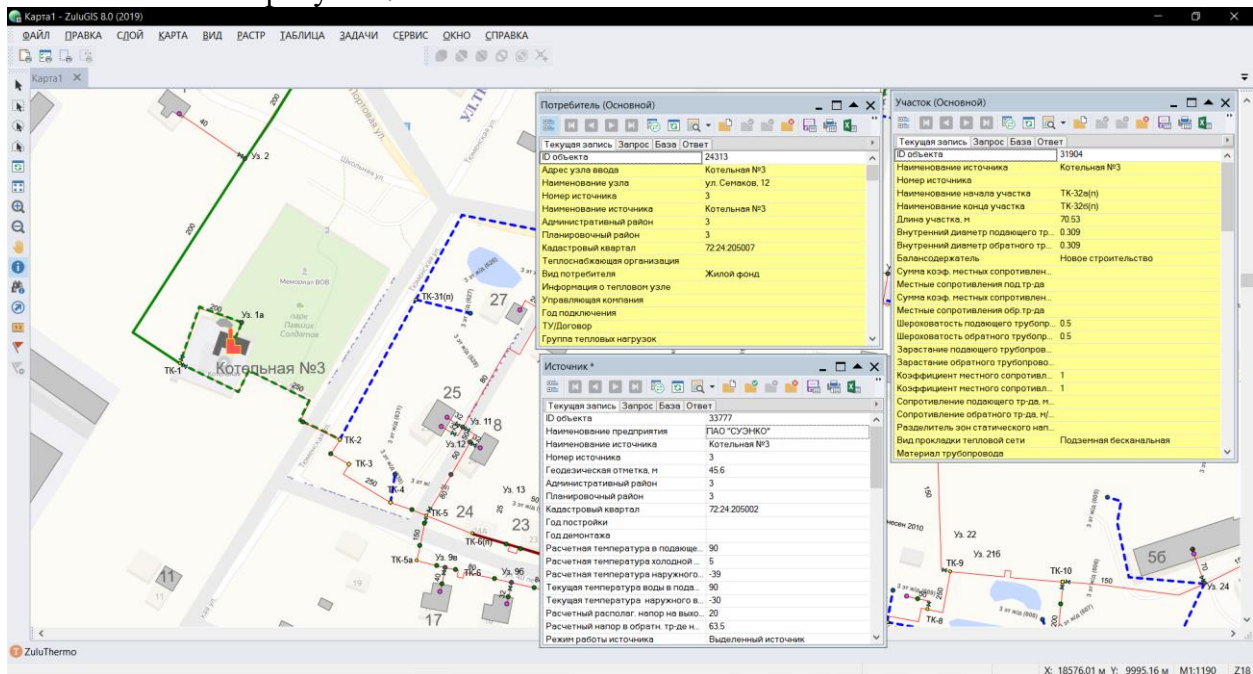


Рисунок 7. Графическое представление электронной модели

3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения г. Тобольска

В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся элементы: источник, участок тепловой сети, узел, потребитель. Информация по вышеперечисленным объектам системы теплоснабжения представлена в Главе 1. Каждый элемент имеет паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди этих характеристик имеются необходимые для проведения гидравлического расчета и решения иных расчетно-аналитических задач, также и справочные характеристики. Процедуры технологического ввода позволяют корректно заполнить базу данных характеристик потребителей, узлов и участков тепловой сети.

3.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В паспортизацию объектов тепловой сети так же включена привязка к административным

районам муниципального образования, что позволяет получать справочную информацию по объектам базы данных в разрезе территориального деления расчетных единиц.

В составе каждого элемента территориального деления выделены планировочные районы. Схема расположения существующих элементов территориального деления г. Тобольска показана на рис. 8, перспективных элементов территориального деления г. Тобольска – на рис. 9.

Перспектива развития системы теплоснабжения г. Тобольска нанесена в соответствии с утвержденными проектами планировок.

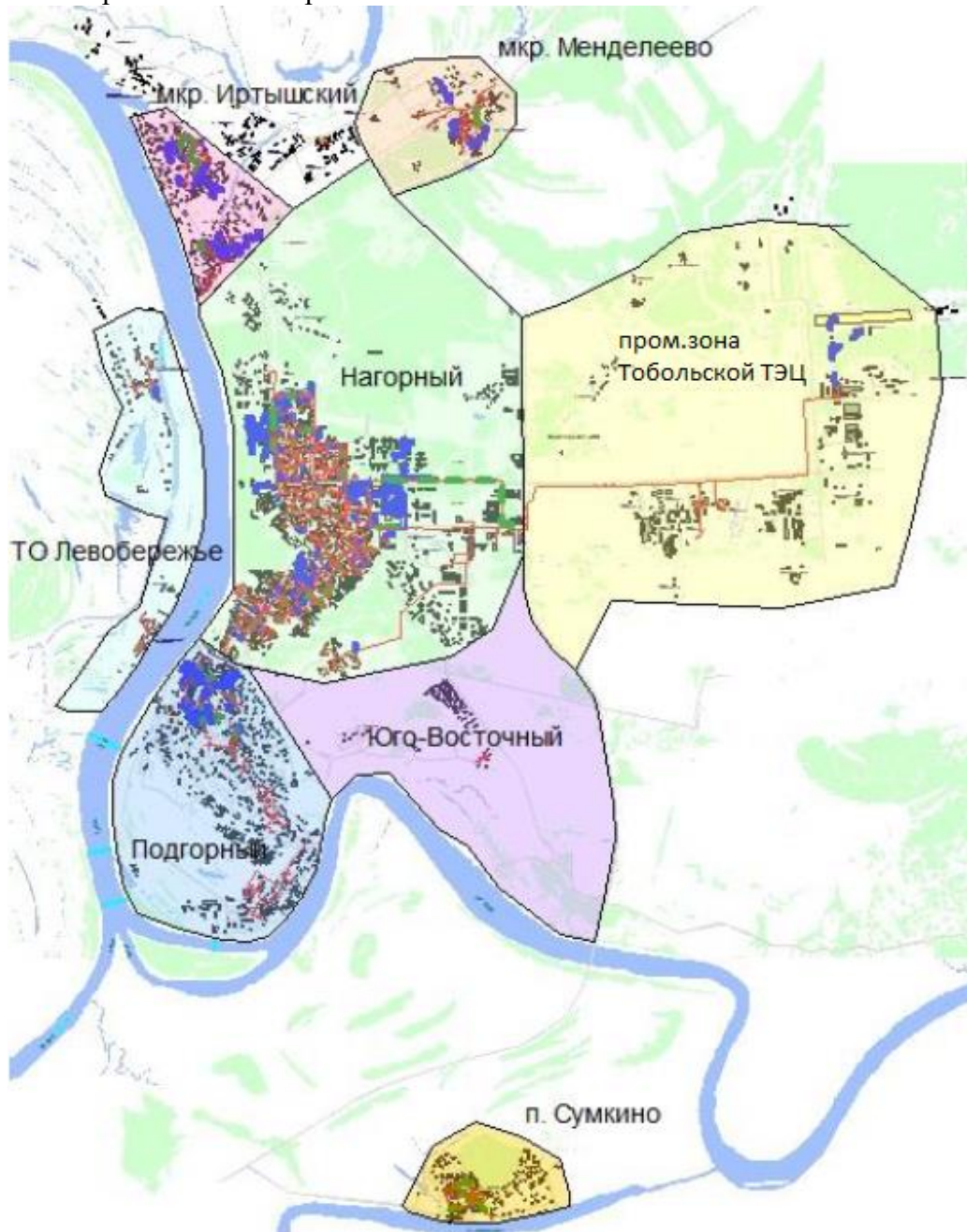


Рисунок 8. Схема расположения существующих элементов территориального деления города Тобольска

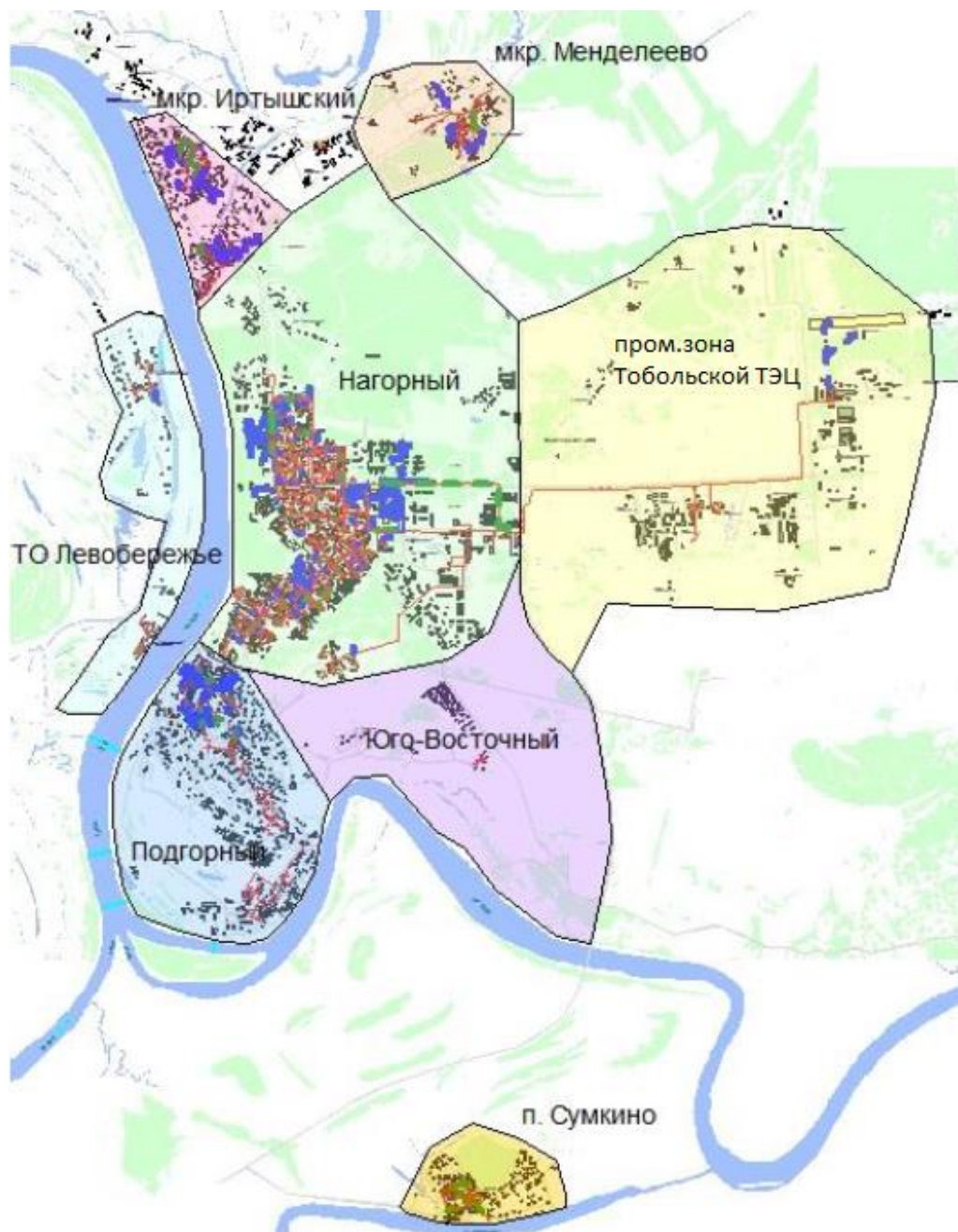


Рисунок 9. Схема расположения перспективных элементов территориального деления г. Тобольска

3.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Модель тепловых сетей г. Тобольска в своем расчете имитирует фактический гидравлический режим тепловых сетей с учетом имеющихся закольцовок. Гидравлические расчеты тепловых сетей от котельных муниципального образования представлены в приложении к Схеме теплоснабжения.

3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений позволяет отслеживать программой состояние запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое переключение на схеме тепловой сети влечет за собой автоматическое выполнение гидравлического расчета и, таким образом, в любой момент времени пользователь видит тот гидравлический режим, который соответствует текущему состоянию всей совокупности запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов на схеме тепловой сети.

3.6 Моделирование аварийных ситуаций на объектах теплоснабжения

При моделировании аварийных ситуаций систем теплоснабжения города Тобольска используется расчетный модуль «Коммутационные задачи», который предназначен для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети.

Рассмотрим пример моделирования аварийной ситуации на участке тепловой сети Уз. 14 – Уз. 14а от Котельной № 4 (рис. 10).

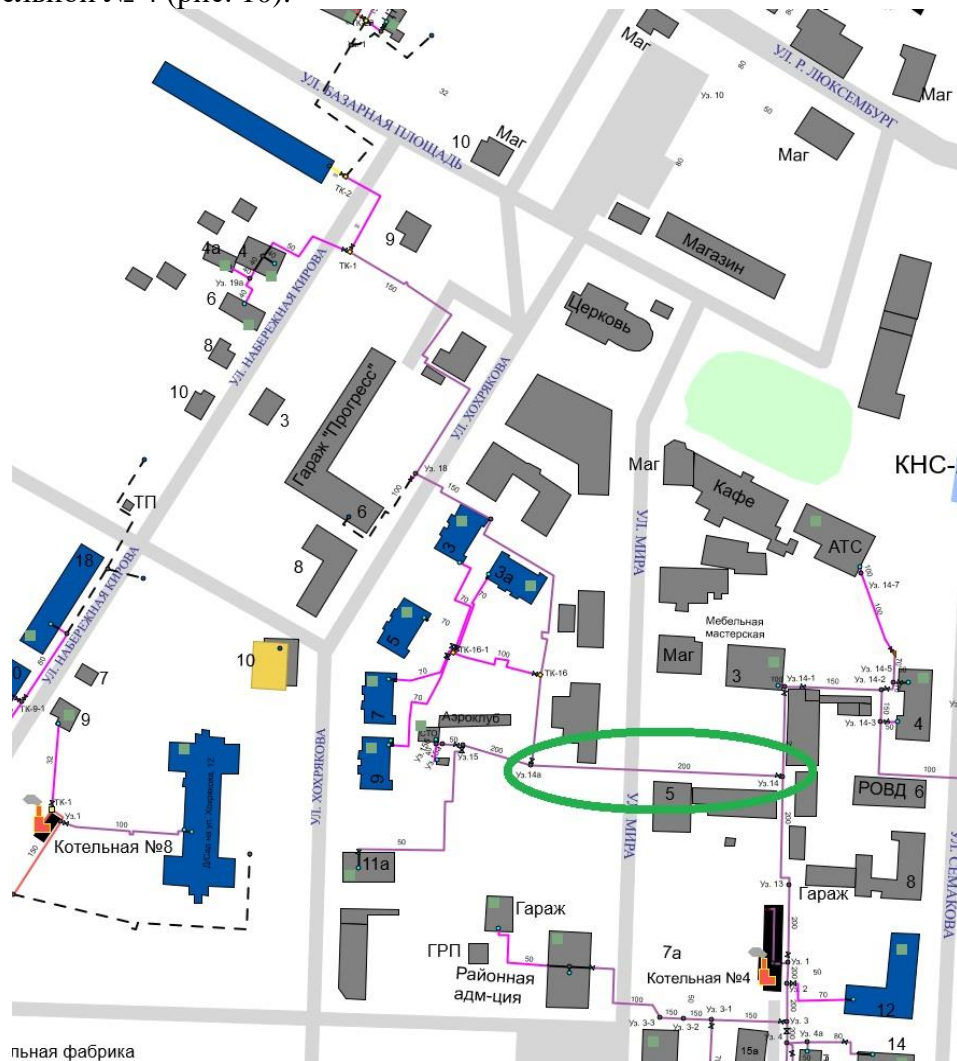


Рисунок 10. Пример моделирования аварийной ситуации на участке тепловой сети Уз. 14 – Уз. 14а от Котельной № 4

В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение (рис. 11). Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей: тепловая сеть, попавшая под отключение изображена

красным цветом, дома – синим цветом.

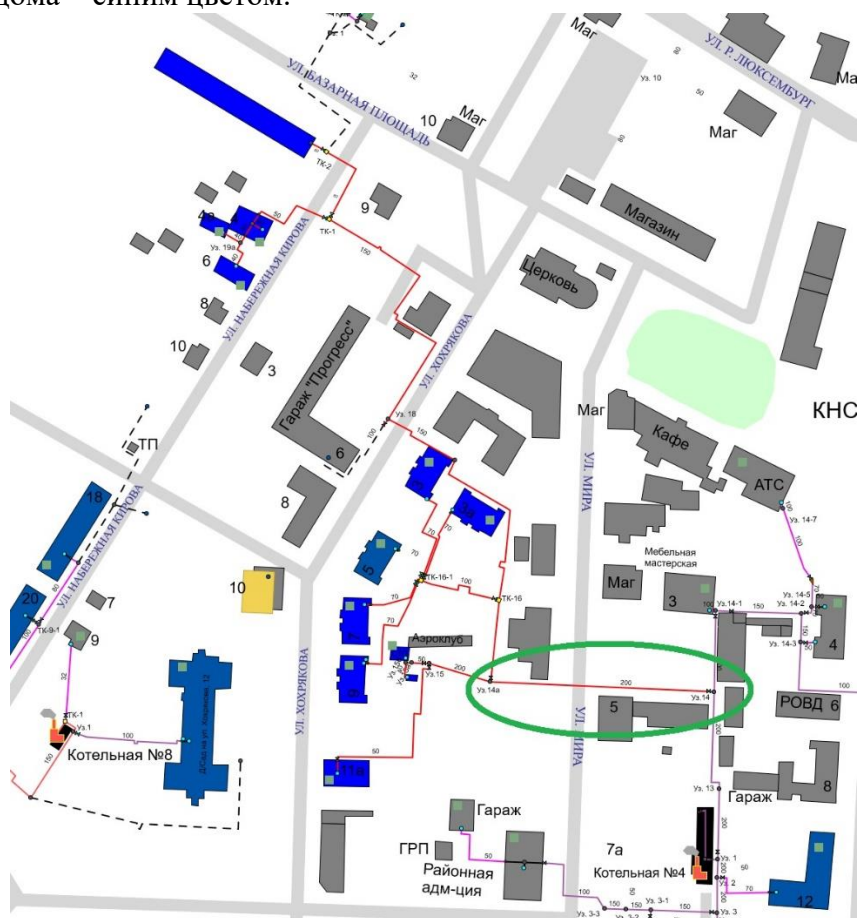


Рисунок 11. Тематическая раскраска отключенных участков и потребителей

При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты аварийного моделирования выводятся в отчет (рис. 12).

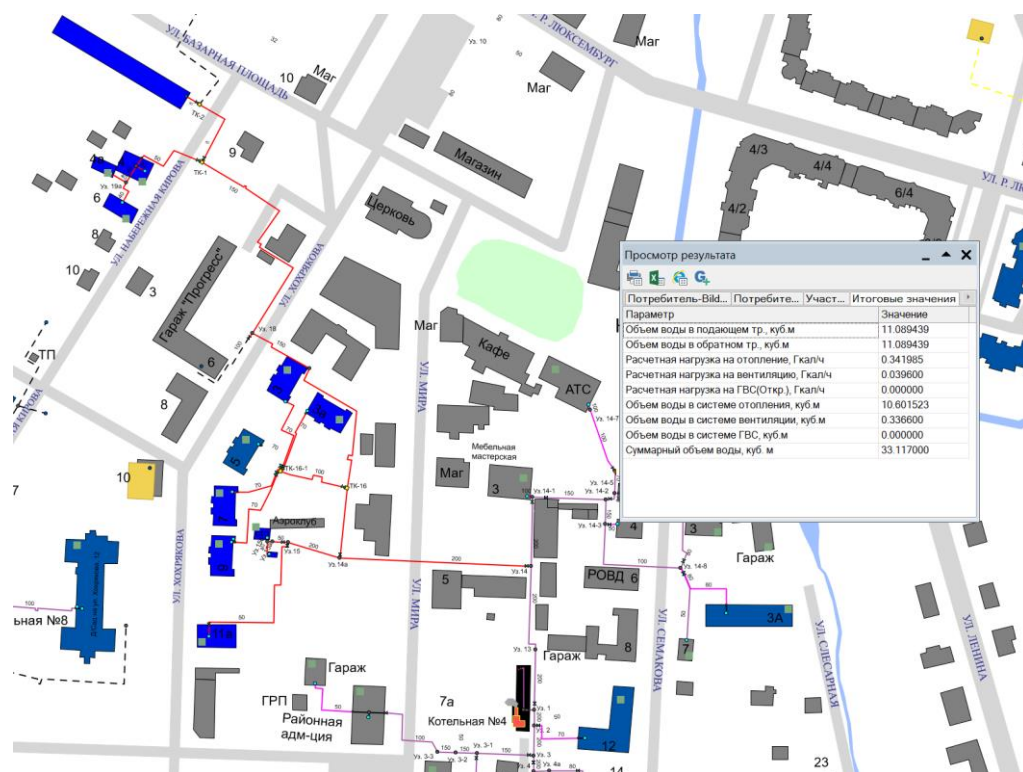


Рисунок 12. Результаты аварийного моделирования

Итоговые значения данного аварийного моделирования представлены в таблице 82.

Таблица 82

Итоговые значения аварийного моделирования

| Параметр | Значение |
|--|----------|
| Объем воды в подающем трубопроводе, куб. м | 11,09 |
| Объем воды в обратном трубопроводе, куб. м | 11,09 |
| Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч | 0,34 |
| Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч | 0,04 |
| Расчетная нагрузка на ГВС(Откр.), Гкал/ч | 0,00 |
| Объем воды в системе отопления, куб. м | 10,60 |
| Объем воды в системе вентиляции, куб. м | 0,34 |
| Объем воды в системе ГВС, куб. м | 0,00 |
| Суммарный объем воды, куб. м | 33,12 |

Результаты аварийного моделирования могут быть представлены для зданий, потребителей, участков тепловой сети.

3.7 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Расчет балансов тепловой энергии, по источникам в модели тепловых сетей г. Тобольска организован по принципу привязки источника теплоснабжения к конкретному населенному пункту. В результате получается расчет балансов тепловой энергии по источникам тепла и по территориальному признаку. Балансы тепловой энергии по источникам и по территориальному признаку приведены в Главе 4.

3.8 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя представлен в приложении к Схеме теплоснабжения.

3.9 Расчет показателей надежности теплоснабжения

Результаты расчета существующих показателей надежности представлены в Главе 1, перспективных в Главе 11.

3.10 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Групповые изменения характеристик объектов применяются для различных целей и задач гидравлического моделирования, но их основное предназначение - калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений - коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов. Измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов. Соответственно групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) позволяют разработать приближенную к реальности модель схемы теплоснабжения муниципального образования.

3.11 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Сравнительные пьезометрические графики отображают графики давлений в тепловой сети рассчитанные в двух ситуациях:

- существующий гидравлический режим;
- перспективный гидравлический режим.

Данный инструментарий реализован в модели тепловых сетей муниципального образования г. Тобольск и является удобным средством анализа.

Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения, с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Балансы существующей на базовый период разработки Схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии города Тобольска в зоне действия АО «СУЭНКО», устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки системы теплоснабжения, представлены в таблице 85.

Балансы сформированы на основании фактических данных по тепловой мощности и нагрузке за базовый период 2022 г. в разбивке по источникам тепловой энергии, а также с учетом перспективных нагрузок, предоставленных АО «СУЭНКО», с учетом сноса жилищного фонда (табл. 83).

Таблица 83

Планируемый снос жилищного фонда

| №№ | Адрес | Проводимые мероприятия |
|-----|---|---|
| 1. | г. Тобольск, ул. Знаменского, д.48 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 2. | г. Тобольск, ул. Знаменского, д.50 | Дом снесен, но работы не принят. |
| 3. | г. Тобольск, ул. Крупской, д.1 | Снесен |
| 4. | г. Тобольск, ул. Крупской, д.2 | Снесен |
| 5. | г. Тобольск, ул. Панин Бугор, д.16 | Снесен |
| 6. | г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.4 | Снесен |
| 7. | г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.27 | Снесен |
| 8. | г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.40 | Снесен |
| 9. | г. Тобольск, ул. Декабристов, д.57 | Снесен |
| 10. | г. Тобольск, ул. Кирова, д.21 | аварийный МКД, расселен |
| 11. | г. Тобольск, пер. Ершовский, д.3 | Снесен |
| 12. | г. Тобольск, ул. 2-я Луговая, д.43 | Снесен |
| 13. | г. Тобольск, ул. Пушкина, д.2 | Снесен |
| 14. | г. Тобольск, ул. Пушкина, д.2а | аварийный МКД, расселен |
| 15. | г. Тобольск, ул. Рабочая, д.8 | аварийный МКД, расселен |
| 16. | г. Тобольск, ул. Рабочая, д.19 | по состоянию на начало 2022 г. идут работы по сносу МКД |
| 17. | г. Тобольск, ул. 3-я Речная, д.1 | Снесен |
| 18. | г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 10 | Снесен |
| 19. | г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 11В | Снесен |
| 20. | г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 12 | Снесен |
| 21. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.11 | Объект снесен, но не принят |

| №№ | Адрес | Проводимые мероприятия |
|-----|--|--|
| 22. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.12 | Объект снесен, но не принят |
| 23. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.14 | Объект снесен, но не принят |
| 24. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.17 | Объект снесен, но не принят |
| 25. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.19 | Объект снесен, но не принят |
| 26. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.21 | Объект снесен, но не принят |
| 27. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.7 | Объект снесен, планировка территории выполнена |
| 28. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.10 | Объект снесен, планировка территории выполнена |
| 29. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.12 | Объект снесен, планировка территории выполнена |
| 30. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.14 | Объект снесен, планировка территории выполнена |
| 31. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.15 | Объект снесен, планировка территории выполнена |
| 32. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.38а | Дом снесен, но работы не приняты |
| 33. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.39а | Дом снесен, но работы не приняты |
| 34. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.41 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 35. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.43 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 36. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.44 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 37. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.46 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 38. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.47 | Дом снесен, но работы не приняты |
| 39. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.2 | Снесен |
| 40. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.13 | Снесен |
| 41. | г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.14 | Снесен |

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах сформированы с учетом мощности действующих и перспективных источников тепловой энергии г. Тобольска и ввода новых мощностей.

Затраты существующей тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей отсутствуют.

Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, рекомендуется предусмотреть от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

В Подгорной части принято присоединение к котельной № 4 потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31, присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12, присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18. Теплоснабжение мкрн. Менделеево сохраняется от местного источника, потребители мкрн. Иртышский по прежней схеме обеспечиваются теплом от котельных, работающих на природном газе. В ТО Левобережье сохраняется существующая система отопления. Отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки предусматривается от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов.

Объем отпуска тепловой энергии по видам теплоносителя (острый, отборный пар, горячая вода) на 2024-2040 гг. от производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» представлен в таблице 84.

Таблица 84

Объем отпуска тепловой энергии по видам теплоносителя (острый, отборный пар, горячая вода) на 2024-2040 гг. от производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» (Гкал)

| Наименование показателя | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2, 3 этапы (2029-2040 гг.) |
|---|--------------------------|----------------------|-----------|-----------|-----------|----------------------------|
| | 2024 г. | 2025 г. утв. Деп. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2040 г. |
| Выработка тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ) | 5 528 370 | 5 213 746 | 5 777 138 | 5 835 510 | 5 893 882 | 6 591 431 |
| Хозяйственные нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 |
| - пар | - | - | - | - | - | - |
| - горячая вода | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 | 6 031 |
| Собственные (производственные) нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 639 030 | 639 030 | 618 333 | 624 587 | 630 841 | 705 579 |
| - пар | 562 079 | 562 079 | 544 133 | 549 637 | 555 140 | 620 909 |
| - горячая вода | 76 951 | 76 951 | 74 200 | 74 950 | 75 701 | 84 669 |
| Полезный отпуск тепловой энергии всего (генерация ТЭЦ), в т.ч. | 4 883 309 | 4 568 685 | 5 152 774 | 5 204 892 | 5 257 010 | 5 879 821 |
| тепловая энергия в паре всего, в т.ч. | 3 865 198 | 3 552 951 | 4 128 497 | 4 170 299 | 4 212 101 | 4 711 119 |
| - тепловая энергия в паре на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим») | 3 855 336 | 3 542 749 | 4 116 112 | 4 157 788 | 4 199 464 | 4 696 985 |
| - отборный пар | 1 337 755 | 1 203 979 | 1 584 703 | 1 600 748 | 1 616 794 | 1 808 339 |
| - острый пар | 2 517 581 | 2 338 770 | 2 531 409 | 2 557 040 | 2 582 671 | 2 888 646 |
| - тепловая энергия в паре прочим потребителям | 9 862 | 10 202 | 12 385 | 12 511 | 12 636 | 14 133 |
| - отборный пар | 9 862 | 10 202 | 12 385 | 12 511 | 12 636 | 14 133 |
| - острый пар | - | - | - | - | - | - |
| тепловая энергия в горячей воде всего, в т.ч. | 1 018 111 | 1 015 734 | 1 024 277 | 1 034 593 | 1 044 909 | 1 168 702 |
| - на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим») | 168 977 | 164 661 | 173 549 | 175 297 | 177 044 | 198 019 |
| - прочим потребителям (АО «СУЭНКО») | 849 134 | 851 073 | 850 729 | 859 297 | 867 865 | 970 683 |

4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

Во всех котельных АО «СУЭНКО» имеется по одному магистральному выводу.

Гидравлический расчет выполнен в программном комплексе Zulu 8.0. Результаты расчета представлены в Приложении к Схеме. Анализ результатов расчета показывает, что существующие сети обеспечивают тепловой энергией потребителей в необходимых параметрах.

4.3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Балансы источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки свидетельствуют о том, что при подключении перспективных абонентов, мощности существующих котельных на начальном этапе достаточно для покрытия тепловых нагрузок, кроме котельной № 4 АО «СУЭНКО», реконструкция которой предусматривается в 2031 году.

Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части присоединенной нагрузки, прогноза приростов тепловой энергии.

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | факт | факт | оценка | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 5,90 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 | 5,96 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,516 | 0,508 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 | 0,147 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 8,57 | 8,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 | 2,44 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 4,115 | 3,877 | 3,888 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 | 3,887 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 3,736 | 3,492 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,379 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 | 0,385 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,268 | 1,574 | 1,924 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 |
| Доля резерва | % | 21,1 | 26,1 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 | 32,0 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 3,319 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 3,319 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 | 3,379 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 | 9,2 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,45 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | - | - | - | - |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | 1,51 | - | - | - | - |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,01 | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,005 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | 0,010 | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,17 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | - | - | - | - |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 3,005 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 3,000 | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,553 | 0,683 | 0,472 | 0,472 | 0,489 | 0,489 | 0,489 | 0,489 | 0,489 | 0,489 | 0,489 | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 18,37 | 22,69 | 15,68 | 15,68 | 16,23 | 16,23 | 16,23 | 16,23 | 16,23 | 16,23 | 16,23 | - | - | - | - |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | - | - | - | - |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,978 | 0,970 | 0,854 | 0,854 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | - | - | - | - |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,907 | 0,900 | 0,783 | 0,783 | 0,813 | 0,813 | 0,813 | 0,813 | 0,813 | 0,813 | 0,813 | - | - | - | - |
| ГВС | Гкал/ч | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | - | - | - | - |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,474 | 1,346 | 1,674 | 1,674 | 1,627 | 1,627 | 1,627 | 1,627 | 1,627 | 1,627 | 1,627 | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | 49,0 | 44,7 | 55,6 | 55,6 | 54,1 | 54,1 | 54,1 | 54,1 | 54,1 | 54,1 | 54,1 | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 1,495 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | 1,490 | - | - | - | - |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,978 | 0,970 | 0,854 | 0,854 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | 0,884 | - | - | - | - |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | факт | факт | оценка | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 1,306 | 1,349 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 1,260 | 1,305 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 | 1,209 |
| ГВС | Гкал/ч | 0,046 | 0,043 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 | 0,042 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 1,426 | 1,315 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 | 1,448 |
| Доля резерва | % | 51,8 | 47,8 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 | 52,6 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 | 1,367 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 1,306 | 1,349 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 | 1,252 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,2 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,41 | 0,42 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,39 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 2,15 | 2,15 | 2,15 | 2,15 | 2,15 | 2,15 | 2,15 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | 4,299 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,082 | 0,026 | 0,026 | 0,026 | 0,026 | 0,026 | 0,026 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 1,91 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 0,61 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 4,22 | 4,27 | 4,27 | 4,27 | 4,27 | 4,27 | 4,27 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,198 | 0,200 | 0,144 | 0,144 | 0,146 | 0,146 | 0,146 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 4,61 | 4,65 | 3,35 | 3,35 | 3,40 | 3,40 | 3,40 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,956 | 1,028 | 0,935 | 0,935 | 0,950 | 0,950 | 0,950 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,872 | 0,944 | 0,851 | 0,851 | 0,866 | 0,866 | 0,866 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| ГВС | Гкал/ч | 0,084 | 0,084 | 0,084 | 0,084 | 0,084 | 0,084 | 0,084 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 3,064 | 3,045 | 3,194 | 3,194 | 3,177 | 3,177 | 3,177 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | 71,3 | 70,8 | 74,3 | 74,3 | 73,9 | 73,9 | 73,9 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 2,067 | 2,123 | 2,123 | 2,123 | 2,123 | 2,123 | 2,123 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,956 | 1,028 | 0,935 | 0,935 | 0,950 | 0,950 | 0,950 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,16 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | факт | факт | оценка | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 266 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | - | - | - | - |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | - | - | - | - |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,002 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | - | - | - | - |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 0,23 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | 0,74 | - | - | - | - |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 0,858 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | 0,854 | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 0,013 | 0,058 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | - | - | - | - |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 1,51 | 6,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | - | - |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | - | - | - | - |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 0,594 | 0,666 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | - | - | - | - |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 0,594 | 0,666 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | 0,594 | - | - | - | - |
| ГВС | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | - | - | - | - |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 0,251 | 0,129 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | 29,2 | 15,0 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | 30,2 | - | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 0,428 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | - | - | - | - |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 0,428 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | 0,424 | - | - | - | - |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | - | - | - | - |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,50 | 0,56 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | - | - | - | - |
| ИТОГО | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого муниципальные котельные город Тобольск | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 107,729 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 103,428 | 103,428 | 103,428 | 103,428 | 97,146 | 101,127 | 101,127 | 101,127 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 107,729 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 103,428 | 103,428 | 103,428 | 103,428 | 97,146 | 101,127 | 101,127 | 101,127 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 0,952 | 1,345 | 1,345 | 1,345 | 1,345 | 1,345 | 1,345 | 1,311 | 1,311 | 1,311 | 1,311 | 1,288 | 1,340 | 1,340 | 1,340 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 106,777 | 107,244 | 107,244 | 107,244 | 107,244 | 107,244 | 107,244 | 102,117 | 102,117 | 102,117 | 102,117 | 95,858 | 99,787 | 99,787 | 99,787 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 5,501 | 5,702 | 5,094 | 5,094 | 5,081 | 5,044 | 5,011 | 4,864 | 4,864 | 4,864 | 4,864 | 4,445 | 4,445 | 4,445 | 4,445 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 5,11 | 5,25 | 4,69 | 4,69 | 4,68 | 4,65 | 4,61 | 4,70 | 4,70 | 4,70 | 4,70 | 4,58 | 4,40 | 4,40 | 4,40 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде | Гкал/ч | 55,273 | 54,950 | 56,757 | 56,757 | 56,832 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 50,707 | 50,212 | 49,673 | 49,673 | 49,748 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 | 49,963 |
| ГВС | Гкал/ч | 4,565 | 4,738 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 | 7,084 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 46,003 | 46,592 | 45,393 | 45,393 | 45,331 | 45,153 | 45,187 | 40,205 | 40,205 | 40,205 | 40,205 | 34,365 | 38,295 | 38,295 | 38,295 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
|--|------------|----------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | факт | факт | оценка | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 66,142 | 66,609 | 66,609 | 66,609 | 66,609 | 66,609 | 66,609 | 64,062 | 64,062 | 64,062 | 64,062 | 60,943 | 64,522 | 64,522 | 64,522 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 46,003 | 46,592 | 45,393 | 45,393 | 45,331 | 45,153 | 45,187 | 40,205 | 40,205 | 40,205 | 40,205 | 34,365 | 38,295 | 38,295 | 38,295 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 174,000 | 174,000 | 174,000 | 174,00 | 174,00 | 174,00 | 174,00 | 166,00 | 166,00 | 166,00 | 166,00 | 152,80 | 152,80 | 152,80 | 152,80 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,318 | 0,316 | 0,326 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,37 |
| ЭТПГ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 |
| мощность наиболее мощного котла | Гкал/ч | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 | 303,3 |
| Ограничения установленной тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Располагаемая тепловая мощность в паре | Гкал/ч | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 |
| Располагаемая тепловая мощность горячая вода | Гкал/ч | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | Гкал/ч | 73,00 | 86,80 | 85,10 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 | 76,96 |
| Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде | % | 3,28 | 3,90 | 3,83 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 | 3,46 |
| Тепловая мощность котельной нетто | Гкал/ч | 2150,00 | 2136,20 | 2137,90 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 | 2146,04 |
| Потери в тепловых сетях в горячей воде | Гкал/ч | 18,788 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 | 15,809 |
| Потери в тепловых сетях в % | % | 2,36 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 | 1,99 |
| Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 | 0,688 |
| Присоединенная тепловая нагрузка внешних абонентов в горячей воде, всего, в том числе: | Гкал/ч | 435,064 | 450,544 | 400,636 | 408,943 | 412,751 | 413,446 | 413,565 | 417,751 | 421,938 | 426,124 | 430,311 | 434,497 | 438,684 | 442,870 | 472,176 |
| Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (АО «СУЭНКО») | Гкал/ч | 365,680 | 381,160 | 333,017 | 339,559 | 343,367 | 344,062 | 344,181 | 348,367 | 352,554 | 356,740 | 360,927 | 365,113 | 369,300 | 373,486 | 402,792 |
| отопление и вентиляция | Гкал/ч | 305,6232 | 317,994 | 275,245 | 280,033 | 282,844 | 283,370 | 283,489 | 286,581 | 289,672 | 292,764 | 295,855 | 298,947 | 302,038 | 305,130 | 326,770 |
| ГВС | Гкал/ч | 60,0572 | 63,166 | 57,771 | 59,525 | 60,522 | 60,691 | 60,691 | 61,786 | 62,881 | 63,976 | 65,071 | 66,166 | 67,261 | 68,356 | 76,021 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке) | Гкал/ч | 265,350 | 239,052 | 290,653 | 290,494 | 286,686 | 285,991 | 285,872 | 281,686 | 277,499 | 273,313 | 269,126 | 264,940 | 260,753 | 256,567 | 227,261 |
| Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке) | Гкал/ч | 265,350 | 239,052 | 290,653 | 290,494 | 286,686 | 285,991 | 285,872 | 281,686 | 277,499 | 273,313 | 269,126 | 264,940 | 260,753 | 256,567 | 227,261 |
| Доля резерва | % | 33,4 | 30,1 | 36,6 | 36,5 | 36,1 | 36,0 | 36,0 | 35,4 | 34,9 | 34,4 | 33,9 | 33,3 | 32,8 | 32,3 | 28,6 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/ч | 418,700 | 404,903 | 406,596 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 |
| Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата | Гкал/ч | 418,700 | 404,903 | 400,636 | 408,943 | 412,751 | 413,446 | 413,565 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 | 414,744 |
| Зона действия источника тепловой мощности | га | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 | 951,9 |
| Плотность тепловой нагрузки | Гкал/ч /га | 0,38 | 0,40 | 0,35 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,39 | 0,39 | 0,42 |

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования

В соответствии с п. 101 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утв. приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, мастер-план схемы теплоснабжения должен разрабатываться с учетом:

- решений по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073; 2013, № 33, ст. 4392; 2014, № 9, ст. 907; 2015, № 5, ст. 827; № 8, ст. 1175; 2018, № 34, ст. 5483);
- решений о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- решений по строительству, реконструкции и (или) модернизации генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в договорах поставки мощности;
- принятых региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций;
- предложений по передаче тепловой нагрузки от котельных на источники комбинированной выработки, при наличии резерва тепловых мощностей установленных турбоагрегатов;
- предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации магистральных теплопроводов для обеспечения возможности регулирования загрузки существующих и перспективных источников комбинированной выработки.

Основными принципами, положенными в основу разработки вариантов перспективного развития системы теплоснабжения, являются:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение на расчетную единицу тепловой энергии для потребителей в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованность с планами и программами развития муниципального образования.

Разработанные варианты развития системы теплоснабжения послужили основой для формирования и обоснования предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, а также определения необходимости строительства новых источников теплоснабжения и реконструкции существующих.

Для каждого варианта развития:

- выполнены технические обоснования, определены температурные графики;
- рассчитаны балансы мощности и выработки тепловой энергии;
- определены расходы на реализацию мероприятий;
- рассчитаны тарифные последствия для потребителей;
- выполнена оценка вариантов на предмет соответствия принципам разработки Схемы теплоснабжения.

Для выбора оптимального варианта развития системы теплоснабжения было проведено сравнение перспективных показателей по каждому варианту на соблюдение принципов, изложенных в постановлении Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения) с учетом предложений заинтересованных сторон

Варианты развития в мастер-плане определяют различные условия развития теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска (рис. 13).

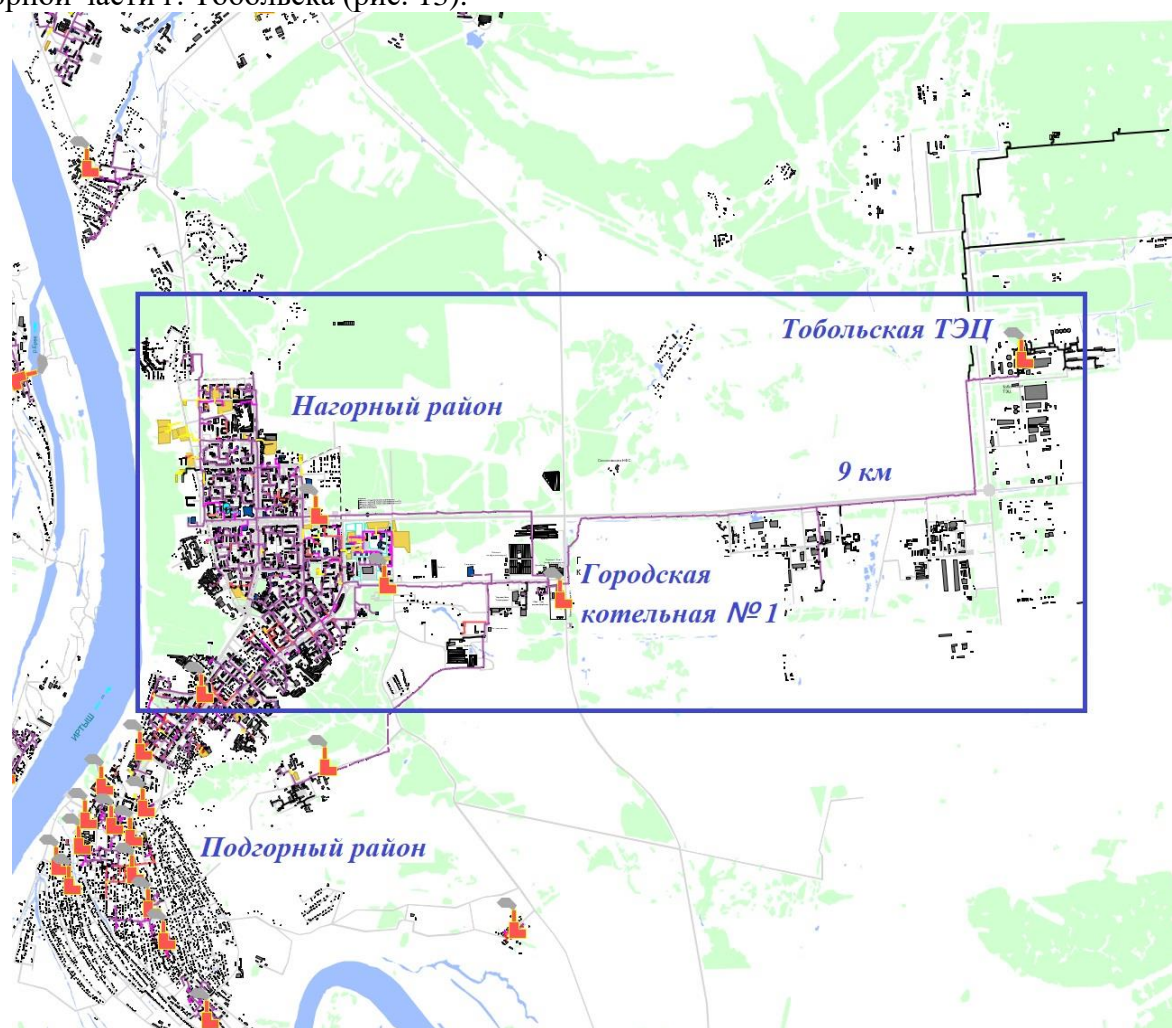


Рисунок 13. Схема размещения источников тепловой энергии для вариантов развития системы теплоснабжения города Тобольска

В рамках реализации Схемы теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления предусмотрено следующее развитие системы теплоснабжения:

1. Теплоснабжение Нагорной части города Тобольска предусмотрено от ЭТПГ.

Анализ работы ЭТПГ определил отсутствие дефицита мощности источника при подключении перспективной нагрузки.

В соответствии с данными ООО «ЗапСибНефтехим» за период 2019-2022 гг. отказы в отпуске тепловой энергии ЭТПГ отсутствуют.

Реконструкция действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой

тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

2. Для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части мастер-планом предусмотрено два варианта развития:

- ✓ **первый вариант** – поэтапное строительство подающего и обратного трубопроводов от ЭТПГ до ГК-1;
- ✓ **второй вариант (основной вариант)** – поэтапное строительство реверсивного третьего трубопровода от ЭТПГ до ГК-1.

В соответствии с информацией о повреждениях при гидроиспытаниях магистральных трубопроводов тепловых сетей после окончания отопительного периода 2019-2020 гг. выявлено одно повреждение на трубопроводе диаметром 900 мм (Оп. 19).

В соответствии с информацией о нарушениях в подаче тепловой энергии Тобольским филиалом АО «СУЭНКО» в 2020 году нарушений на магистральном трубопроводе от ЭТПГ до ГК-1 не зафиксировано.

Для повышения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части целесообразно идти по пути поэтапного строительства реверсивного третьего трубопровода с последующей реконструкцией существующей магистрали.

В предыдущей редакции Схемы теплоснабжения был рассмотрен вариант строительства резервного источника тепловой энергии 80 МВт. Данный вариант считаем нецелесообразным и неэффективным, эксплуатационные затраты резервного источника тепловой энергии 80 МВт будут значительно выше эксплуатационных затрат по реверсивному третьему трубопроводу от ЭТПГ до ГК-1.

3. Городская котельная №1 работает как насосная станция.

Предусмотрена реконструкция насосных станций, которая включает следующие мероприятия:

- модернизация ПНС №№ 1, 2, 3;
- строительство насосной станции, в т.ч. резервуары запаса воды, включая ликвидацию городской котельной № 1. Реализация СМР планируется в рамках концессионного соглашения. Источник финансирования будет определен на этапе его заключения.

В рамках выполнения мероприятия требуется установка новых баков-аккумуляторов со следующим назначением:

- восполнение частичных потерь при водоразборе ГВС в тепловой сети;
- восполнение потерь при внештатных ситуациях работы тепловых сетей;
- проведение гидроиспытаний с частичным использованием объёма воды в баках.

В соответствии с СП 124.13330.2012 для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды по СанПиН 2.1.4.2496. В случае перехода на закрытую систему ГВС использование баков-аккумуляторов необходимо для подпитки в случае аварийных ситуаций.

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

Количество и ёмкость баков-аккумуляторов определяется на стадии ПИР.

4. В Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.).

Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе реализации Схемы теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14.

Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31 (присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 6,559 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 4 – 10 Гкал/ч (после реконструкции).

Для реализации мероприятия необходимо строительство 655 м сетей диаметром 150-200 мм и реконструкция 1225 м сетей диаметром 70-200 мм.

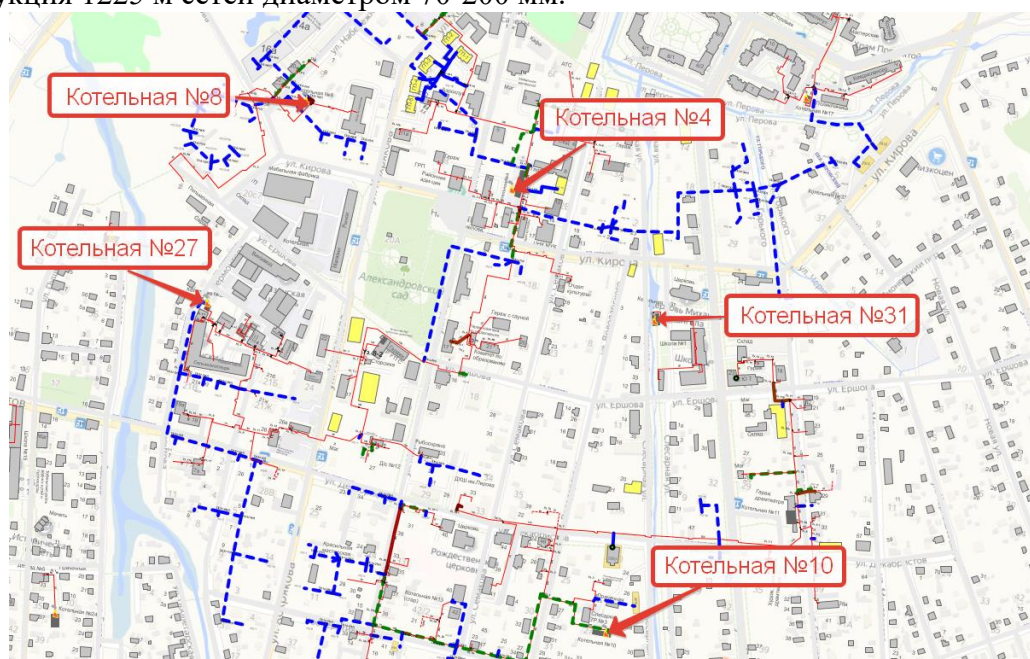


Рисунок 14. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31

Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь составит 1,623 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 5 – 4,3 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 170 м сетей диаметром 100 мм и реконструкция 300 м сетей диаметром 150 мм.

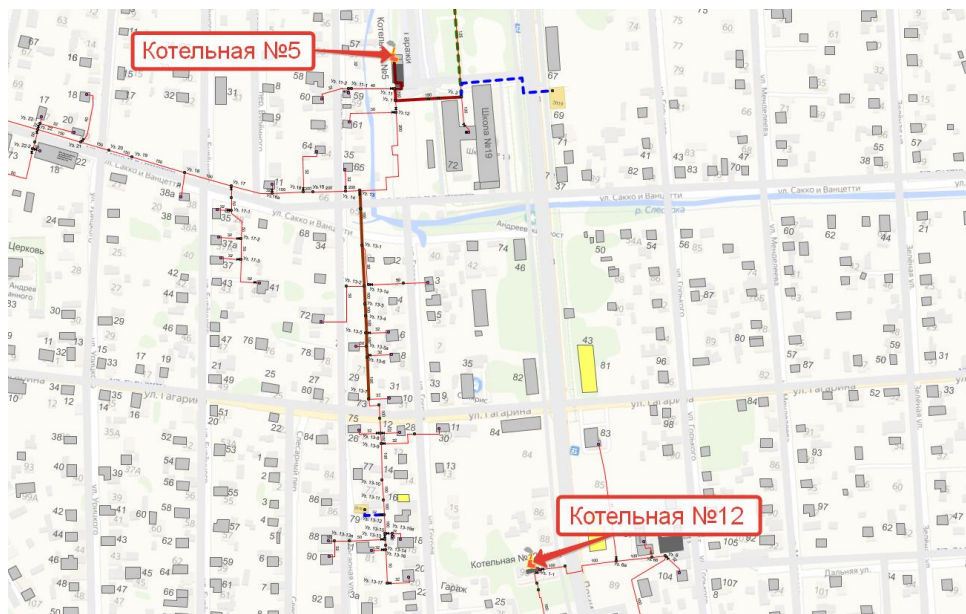


Рисунок 15. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12

Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 4,69 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 14 – 8,26 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 460 м сетей диаметром 200 мм и реконструкция 42 м сетей диаметром 100 мм.

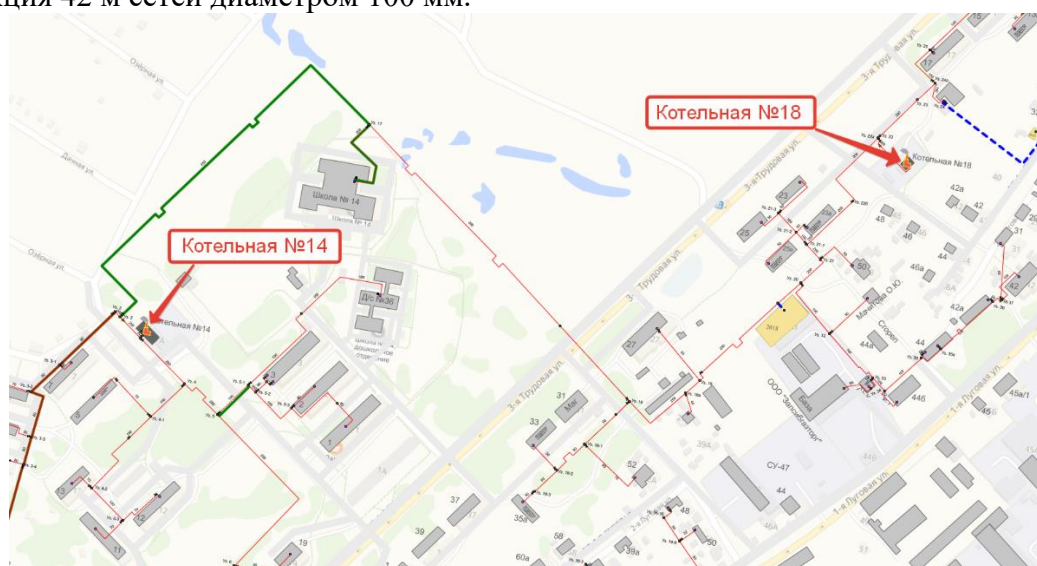


Рисунок 16. Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18

5. Обеспечение теплоснабжением потребителей мкр. «Панин Бугор» и мкр. «Анисимово».

По состоянию на 14.12.2022 объектами, присоединенными к централизованной системе теплоснабжения ТТЭЦ на территории мкр. Панин бугор и мкр. Анисимово являются (рис. 17):

- два многоквартирных дома (МКД) – по адресу: мкр. Панин бугор 15, 28;
- два юридических лица (ЮЛ) – ООО «Парус», Производственная база ЗАО «ТСМ»;
- один частный жилой дом (ЧЖД) - по адресу: мкр. Панин бугор, 23 (Остяков);
- два производственных объекта АО «СУЭНКО» (Сливная станция и КНС-8 в мкр. Анисимово).

Теплосеть на данные микрорайоны запитана от П-12 (первый ввод), протяженность составляет порядка 5,5 км диаметром от Ду500 мм до Ду50 мм.

Срок эксплуатации сети превышает 30 лет. Трубопровод считается ветхим, имеющим предаварийное состояние. Теплосеть состоит из двух участков, первый протяженностью 0,9 км обеспечивает всех вышеуказанных потребителей, второй протяженностью 4,6 км обеспечивает тепловой энергией потребителей мкр. «Панин бугор».

В перспективе планировалась реконструкция первого участка и вывод из эксплуатации второго в рамках реализации нижеуказанного мероприятия.

В рамках реализации Инвестиционной программы в сфере теплоснабжения г. Тобольска в 2018-2019 гг. была разработана проектная документация на строительство котельной мощностью 4,0 МВт в мкр. «Панин бугор» с учетом развития данной территории и функционирования бывшего учебного центра МВД.

Стоимость строительно-монтажных работ согласно ПД в ценах 3-го квартала 2019 года составила 53,1 млн. руб. (с НДС).

После строительства котельной предполагался вывод из эксплуатации подводящей теплотрассы от П-16, трубопровод от П-12 до П-16 подлежал реконструкции с уменьшением диаметра.

Принимая во внимание тот факт, что бывший центр переподготовки сотрудников МВД не функционирует, в связи со значительным разрушением зданий и строений, на территории мкр. «Панин бугор» необходимо обеспечить теплоснабжением 2 МКД, 1 ЧЖД и 1 ЮЛ.

Общая тепловая нагрузка действующих потребителей мкр. «Панин бугор» составляет 0,265 Гкал/ч. Строительство котельной с мощностью, превышающей необходимую, для обеспечения существующих потребителей, нецелесообразно.

Тепловая сеть, обеспечивающая потребителей мкр. «Панин бугор», находится в ветхом и предаварийном состоянии, в связи с чем при сохранении действующей схемы теплоснабжения потребуются ее капитальный ремонт, включая замену трубопроводов и строительных конструкций.

Протяженность данного участка сети составляет около 4,6 км диаметром от Ду250 мм до Ду50 мм. Срок эксплуатации превышает 30 лет.

Ориентировочная стоимость капитального ремонта - 195,4 млн. руб. (с НДС).

Учитывая отсутствие перспективы развития мкр. «Панин бугор» (в адрес АО «СУЭНКО» не поступали заявки на подключение к системе теплоснабжения в данном микрорайоне) и наличие на его территории небольшого количества существующих потребителей, предлагается осуществить их перевод на альтернативные индивидуальные источники тепловой энергии (газ, электричество) с последующим выводом из эксплуатации участка сети теплоснабжения от П-16 до мкр. «Панин бугор» и поддержанием в работоспособном состоянии участка сети от П-12 до П-16 для обеспечения теплоснабжением 1 ЮЛ и производственных объектов АО «СУЭНКО».

Также, предлагается рассмотреть возможность расселения МКД по программе переселения из ветхого и аварийного жилья.



Рисунок 17. Действующая схема подключения мкр. «Панин бугор» от П-16

6. В мкр. Иртышский – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий по прежней схеме от котельных, работающих на природном газе (котельные №№ 3, 20). Реконструкция котельных № 3, № 20 завершена в 2014 г.

7. В мкр. Менделеево – централизованное теплоснабжение сохраняется от муниципальной котельной (котельная № 22) с ее реконструкцией.

8. В Юго-Восточном районе – сохранение существующей системы отопления (от котельной № 16 с дальнейшей реконструкцией).

9. В ТО Левобережье – сохранение существующей системы отопления (от котельных №№ 15, 19 с их реконструкцией).

10. В п. Сумкино – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от локальных котельных. Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных № 2, 9, 11.

11. В районе Пионерная база – централизованное теплоснабжение сохраняется от котельной (котельная № 28) с ее реконструкцией.

12. Обеспечение существующих и перспективных потребителей города Тобольска в районах высокоплотной и среднеплотной многоэтажной застройки (многоквартирные жилые дома) централизованным теплоснабжением.

13. Отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов.

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано при отсутствии резервов по теплоснабжению, при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника), при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

Развитие кварталов индивидуальной жилой застройки предусмотрено:

- в мкр. Иртышский (03:02, 03:01), мкр. 18 (02:18), мкр. 19 (02:19), в районе пер. Вертолетный (01:06), в восточной и северной части р. п. Сумкино – по утверждённым проектам планировки;

- в микрорайонах Защитино (02:25) и Усадьба (05:08, 05:07) развитие планируется по утверждённым проектам планировки, с учетом границ городских лесов, поставленных на кадастровый учет;

- уплотнение индивидуальной жилой застройки определено в Подгорной части города, в мкр. Ершовка (02:21), район Иртышский (03:09) за Свердловской железной дорогой.

Новые площадки под индивидуальное жилищное строительство определены:

- вдоль ул. 1-я Луговая (01:09). Развитие на месте не действующих производственных и коммунально-складских предприятий. Данную площадку предпочтительней рассматривать не только под индивидуальную жилую застройку, но и малоэтажную жилую застройку блокированного типа;

- вдоль ул. Ленина (01:06), в юго-восточном направлении от пер. 3-й Менделеевский. Развитие на месте снесенных и аварийных жилых домов малой этажности;

- на территории Панин бугор (05:01, 05:02);

- на территории СНТ «Вымпел» в районе ул. Крупской (05:06), с созданием общественного подцентра.

В результате анализа определено, что районы перспективной усадебной застройки не обеспечены тепловыми сетями, при этом существует возможность подключения к сетям газоснабжения.

Для оценки целесообразности прокладки газопроводов проведены расчеты необходимого объема финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и реконструкции существующих распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения) с использованием укрупненных сметных норм в соответствии с Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утвержденные приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.03.2022 № 205/пр, Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-15-2022. Сборник № 15. Наружные сети газоснабжения, утвержденные приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.02.2022 № 115/пр. (табл. 86).

Таблица 86

Сравнительный анализ объемов финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения)

| Вид системы | Протяженность, м | Диаметр, мм | Вид прокладки, код | Стоимость, тыс. руб. (по состоянию на 01.01.2022) |
|---------------------|------------------|-------------|-----------------------|---|
| Сети теплоснабжения | 1 000 | Ду 80 | Надземная | 18 870,85 |
| | | | 13-03-004 | |
| Сети газоснабжения | 1 000 | мин Ду 50 | Сталь подземная | 2 842,14 |
| | | | 15-01-001-05 | |
| | 1 000 | мин Ду 50 | Сталь надземная | 2 099,75 |
| | 1 000 | мин Ду 63 | Полиэтилен, подземная | 2 157,23 |

В результате расчетов получено, что расходы на строительство сетей теплоснабжения в 7-9 раз (в зависимости от вида прокладки) превышают расходы на строительство сетей газоснабжения для обеспечения тепловой энергией индивидуальных жилых домов.

Таким образом, индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде; для малоэтажных (до трех этажей)

блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га; для социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения.

В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки на индивидуальное отопление и горячее водоснабжение (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

14. Теплоснабжение промышленных потребителей сохранится от собственных котельных. Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

15. Приобретение передвижных мобильных котельных для обеспечения потребителей первой категории в аварийном режиме.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования

В качестве технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения в Нагорной части города Тобольска принята стоимость реализации мероприятий (табл. 87). На 2026-2027 гг. запланированы проектные и изыскательские работы, на 2028-2032 гг. – строительно-монтажные работы.

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения, и индикаторов развития систем теплоснабжения муниципального образования

Основным вариантом развития системы теплоснабжения в Нагорной части города Тобольска принят второй вариант – строительство реверсивного третьего трубопровода от ЭТПГ до ГК-1.

Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части корректировки вариантов развития системы теплоснабжения.

Мастер-план вариантов развития системы теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска

| №№ | Наименование варианта | Ед. изм. | | Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет) | | | | | | | | Всего (2026-2040 гг.) без НДС, тыс. руб. |
|----------|--|----------|------------|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------------|--|
| | | | | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 – 2040 гг. | |
| 1 | Первый вариант. Строительство подающего и обратного трубопроводов от ЭТПГ до ГК-1, в т.ч. ПСД | мм / км | 1000 / 19 | 14 210 | 14 810 | 555 205 | 577 251 | 600 198 | 624 043 | 648 789 | - | 3 034 507 |
| 2 | Второй вариант. Строительство реверсивного третьего трубопровода от ЭТПГ до ГК-1, в т.ч. ПСД | мм / км | 1000 / 9,5 | 7 105 | 7 405 | 277 603 | 288 626 | 300 099 | 312 022 | 324 395 | - | 1 517 253 |

Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – расчетная величина плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по отопительно-вентиляционной нагрузке с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимался в соответствии со СП 124.13330.2012:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Максимальная подпитка тепловой сети на компенсацию потерь теплоносителя в эксплуатационном режиме принята равной сумме часового расхода воды на заполнение наибольшего диаметра секционного участка тепловой сети (по табл. 3 СП 124.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») и часовой подпитки тепловой сети.

Внутренние объемы системы теплоснабжения определены расчетным путем по удельным объемам воды в радиаторах чугунных высотой 500 мм и калориферах отопительно-вентиляционных, по присоединенной расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке, по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды» (СО 153-34.20.523(4)-2003 Москва 2003).

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включались.

В соответствии с п. 6.17 СП 124.13330.2012 для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах в зоне действия источников тепловой энергии отражены в таблице 88.

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения города Тобольска

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|---------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Срок службы | лет | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 13 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 | 0,173 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,006 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 | 0,114 |
| Доля резерва | % | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 | 45,7 |
| Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 | 3,995 |
| Срок службы | лет | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 12 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 | 2,079 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 | 0,511 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 | 0,430 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 | 2,059 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 | 3,054 |
| Доля резерва | % | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 | 76,4 |
| Котельная № 4, ул. Мира, 7б | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 | 3,277 |
| Срок службы | лет | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 1 | 2 | 9 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 6 | 6 | 6 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,069 | 0,069 | 0,069 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,126 | 1,126 | 1,136 | 1,267 | 1,267 | 1,267 | 1,267 | 1,267 | 1,267 | 1,267 | 1,414 | 1,414 | 1,414 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,266 | 0,266 | 0,269 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,336 | 0,336 | 0,336 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|---------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,197 | 0,197 | 0,200 | 0,237 | 0,237 | 0,237 | 0,237 | 0,237 | 0,237 | 0,237 | 0,260 | 0,260 | 0,260 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,266 | 0,266 | 0,269 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,336 | 0,336 | 0,336 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,266 | 0,266 | 0,269 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,312 | 0,336 | 0,336 | 0,336 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,260 | 0,322 | 0,322 | 0,322 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,114 | 1,114 | 1,124 | 1,255 | 1,255 | 1,255 | 1,255 | 1,255 | 1,255 | 1,255 | 1,399 | 1,399 | 1,399 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,751 | 2,751 | 2,748 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,705 | 2,619 | 2,619 | 2,619 |
| Доля резерва | % | 83,9 | 83,9 | 83,8 | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 82,5 | 79,9 | 79,9 | 79,9 |
| Котельная № 5, ул. Ленина, 72а | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 | 2,057 |
| Срок службы | лет | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 13 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 | 0,005 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,714 | 0,714 | 0,724 | 0,724 | 0,724 | 0,724 | 0,785 | 0,785 | 0,785 | 0,785 | 0,785 | 0,785 | 0,785 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,202 | 0,202 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,172 | 0,172 | 0,175 | 0,175 | 0,175 | 0,175 | 0,194 | 0,194 | 0,194 | 0,194 | 0,194 | 0,194 | 0,194 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,202 | 0,202 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,202 | 0,202 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,205 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 | 0,225 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,080 | 0,080 | 0,080 | 0,080 | 0,080 | 0,080 | 0,081 | 0,081 | 0,081 | 0,081 | 0,081 | 0,081 | 0,081 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,710 | 0,710 | 0,720 | 0,720 | 0,720 | 0,720 | 0,781 | 0,781 | 0,781 | 0,781 | 0,781 | 0,781 | 0,781 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 1,775 | 1,775 | 1,772 | 1,772 | 1,772 | 1,772 | 1,751 | 1,751 | 1,751 | 1,751 | 1,751 | 1,751 | 1,751 |
| Доля резерва | % | 86,3 | 86,3 | 86,1 | 86,1 | 86,1 | 86,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 |
| Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22 | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 | 1,596 |
| Срок службы | лет | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 13 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 | 2,049 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 | 0,404 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 | 0,450 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 | 0,560 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 | 2,023 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 | 0,586 |
| Доля резерва | % | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 | 36,7 |
| Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | | | | | | | | | | |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|---------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 | 1,065 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 | 3,736 |
| Доля резерва | % | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 | 85,1 |
| Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | - | - | - | - | - | - | 0,618 | 0,618 | 0,618 | 0,618 | 0,618 | 0,618 | 0,618 |
| Срок службы | лет | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 13 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 | 0,553 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 | 0,136 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 | 0,138 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 | 0,109 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 | 0,548 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | - | - | - | - | - | - | 0,371 | 0,371 | 0,371 | 0,371 | 0,371 | 0,371 | 0,371 |
| Доля резерва | % | - | - | - | - | - | - | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 |
| Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 | 7,732 |
| Срок службы | лет | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 14 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 | 0,037 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 | 0,073 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 | 0,223 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 | 7,659 |
| Доля резерва | % | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 | 99,056 |
| Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | - | - | - | - | - | - | - |
| Срок службы | лет | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | - | - | - | - | - | - | - |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - | - | - | - | - |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м ³ | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | - | - | - | - | - | - | - |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,801 | 1,801 | 1,811 | 1,811 | 1,811 | 1,189 | - | - | - | - | - | - | - |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|----------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,301 | 0,301 | 0,304 | 0,304 | 0,304 | 0,100 | - | - | - | - | - | - | - |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,274 | 0,274 | 0,276 | 0,276 | 0,276 | 0,100 | - | - | - | - | - | - | - |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,301 | 0,301 | 0,304 | 0,304 | 0,304 | 0,100 | - | - | - | - | - | - | - |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,301 | 0,301 | 0,304 | 0,304 | 0,304 | 0,100 | - | - | - | - | - | - | - |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,735 | 0,735 | 0,735 | 0,735 | 0,735 | 0,735 | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 1,767 | 1,767 | 1,777 | 1,777 | 1,777 | 1,155 | - | - | - | - | - | - | - |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,264 | 2,264 | 2,261 | 2,261 | 2,261 | 2,464 | - | - | - | - | - | - | - |
| Доля резерва | % | 68,6 | 68,6 | 68,5 | 68,5 | 68,5 | 74,7 | - | - | - | - | - | - | - |
| Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16 | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 | 2,716 |
| Срок службы | лет | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 15 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 | 0,897 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 | 0,172 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 | 0,208 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 | 0,217 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 | 0,887 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 | 2,291 |
| Доля резерва | % | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 | 84,3 |
| Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 | 30,355 |
| Срок службы | лет | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 26 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 | 3,129 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 | 1,023 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 | 3,131 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 | 29,330 |
| Доля резерва | % | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 | 96,6 |
| Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 | 39,683 |
| Срок службы | лет | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 1 | 2 | 3 | 10 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|----------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 | 0,058 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 | 0,239 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 | 0,156 |
| Доля резерва | % | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 | 66,6 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | - | - | - |
| Срок службы | лет | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | - | - | - |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | - | - | - |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м³ | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | - | - | - |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | -0,323 | - | - | - |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | -0,106 | - | - | - |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | 0,004 | -0,106 | - | - | - |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | -0,106 | - | - | - |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | 0,021 | -0,106 | - | - | - |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | 0,066 | -0,323 | - | - | - |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,078 | 0,206 | - | - | - |
| Доля резерва | % | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 78,5 | 205,6 | - | - | - |
| Итого город Тобольск | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 120,302 | 120,302 | 120,302 | 120,302 | 120,302 | 120,482 | 117,631 | 117,631 | 117,631 | 117,631 | 112,561 | 112,561 | 112,561 |
| Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС) | Гкал/ч | 56,758 | 56,757 | 56,847 | 57,047 | 57,047 | 56,013 | 56,013 | 56,013 | 56,013 | 53,855 | 53,855 | 53,855 | 53,855 |
| Объем системы ТС в отопительный период | м³ | 3001,85 | 3001,84 | 3007,42 | 3024,88 | 3024,88 | 2934,63 | 2973,55 | 2973,55 | 2973,55 | 2851,97 | 2851,97 | 2851,97 | 2851,97 |
| Объем сетей | м³ | 2337,78 | 2337,78 | 2342,31 | 2357,43 | 2357,43 | 2279,27 | 2318,20 | 2318,20 | 2318,20 | 2221,87 | 2221,87 | 2221,87 | 2221,87 |
| Увеличение объема сети | м³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем системы потребителей | м³ | 664,07 | 664,06 | 665,11 | 667,45 | 667,45 | 655,35 | 655,35 | 655,35 | 655,35 | 630,10 | 630,10 | 630,10 | 630,10 |
| Объем системы ТС в неотапливаемый период | м³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Среднегодовой объем сетей | м³ | 1899,80 | 1899,79 | 1903,33 | 1914,38 | 1914,38 | 1857,26 | 1881,89 | 1881,89 | 1881,89 | 1804,95 | 1804,95 | 1804,95 | 1804,95 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Общая емкость баков- аккумуляторов | тыс. м³ | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 42,481 | 42,481 | 41,436 | 42,654 | 42,654 | 41,977 | 42,269 | 42,269 | 42,269 | 41,357 | 41,357 | 41,357 | 41,357 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 7,362 | 7,362 | 7,376 | 7,419 | 7,419 | 7,197 | 7,293 | 7,293 | 7,293 | 6,994 | 6,994 | 6,994 | 6,994 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 5,733 | 5,733 | 5,745 | 5,782 | 5,782 | 5,590 | 5,685 | 5,685 | 5,685 | 5,449 | 5,449 | 5,449 | 5,449 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 7,362 | 7,362 | 7,376 | 7,419 | 7,419 | 7,197 | 7,293 | 7,293 | 7,293 | 6,994 | 6,994 | 6,994 | 6,994 |

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|---|----------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | факт | оценка | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 7,362 | 7,362 | 7,376 | 7,419 | 7,419 | 7,197 | 7,293 | 7,293 | 7,293 | 6,994 | 6,994 | 6,994 | 6,994 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС | т/ч | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,644 | 16,643 | 16,643 | 16,643 |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 41,720 | 41,720 | 41,762 | 41,893 | 41,893 | 41,216 | 41,508 | 41,508 | 41,508 | 40,596 | 40,596 | 40,596 | 40,596 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 96,296 | 96,296 | 96,283 | 96,240 | 96,240 | 96,641 | 93,695 | 93,695 | 93,695 | 93,993 | 88,923 | 88,923 | 88,923 |
| Доля резерва | % | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,2 | 79,7 | 79,7 | 79,7 | 79,9 | 79,0 | 79,0 | 79,0 |
| ЭТПГ | | | | | | | | | | | | | | |
| Производительность ВПУ | т/ч | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 |
| Среднегодовой объем сетей | м³ | 24819,1 | 24867,6 | 24897,1 | 24900,9 | 24901,8 | 24932,8 | 24963,8 | 24994,8 | 25025,8 | 25056,8 | 25087,8 | 25118,8 | 25335,8 |
| Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 294,12 | 294,70 | 295,05 | 295,09 | 295,10 | 295,47 | 295,84 | 296,20 | 296,57 | 296,94 | 297,31 | 297,67 | 300,25 |
| Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения | т/ч | 96,18 | 96,37 | 96,48 | 96,50 | 96,50 | 96,62 | 96,74 | 96,86 | 96,98 | 97,10 | 97,22 | 97,34 | 98,18 |
| в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей) | т/ч | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 | 86,67 |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | т/ч | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 97 | 97 | 97 | 97 | 97 | 97 | 97 | 98 |
| нормативные утечки теплоносителя | т/ч | 96,178 | 96,366 | 96,480 | 96,495 | 96,499 | 96,619 | 96,739 | 96,859 | 96,979 | 97,099 | 97,219 | 97,339 | 98,180 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя | т/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный) | т/ч | 294,123 | 294,697 | 295,047 | 295,092 | 295,103 | 295,470 | 295,837 | 296,205 | 296,572 | 296,939 | 297,307 | 297,674 | 300,246 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | т/ч | 1223,82 | 1223,63 | 1223,52 | 1223,50 | 1223,50 | 1223,38 | 1223,26 | 1223,14 | 1223,02 | 1222,90 | 1222,78 | 1222,66 | 1221,82 |
| Доля резерва | % | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,7 | 92,6 | 92,6 | 92,6 | 92,6 |

6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

В расчетах принято, что к 2040 г. 70% потребителей в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут переведены на закрытую схему горячего водоснабжения. При этом в расчетах учтено, что при переходе на закрытую схему теплоснабжения поток тепловой энергии для обеспечения горячего водоснабжения несколько увеличится и сократится только подпитка тепловой сети в размере теплоносителя, потребляемого на нужды горячего водоснабжения (табл. 88).

6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Информация по бакам-аккумуляторам на котельных города Тобольска отражена в таблице 88.

6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Нормативные и фактические (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовые расходы подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии города Тобольска представлены в таблице 89.

6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения города Тобольска представлен в таблицах 88-89.

Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части объемов сетей и систем потребления.

| Наименование показателя (источника) | Ед. изм. | 2022 г. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | |
|--|---------------------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|
| | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 | 0,009 |
| Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в, | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,203 | 0,203 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | - | - | - | - | - |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,203 | 0,203 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | 0,222 | - | - | - | - | - |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | - | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,028 | 0,028 | 0,031 | 0,031 | 0,031 | 0,031 | 0,031 | 0,031 | 0,031 | - | - | - | - | - |
| Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3, | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 | 0,134 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 | 0,018 |
| Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в, | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 | 0,442 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 | 0,060 |
| Котельная № 31, ул. Ленина, 26б, | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | - | - | - | - | - |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | 0,121 | - | - | - | - | - |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | 0,014 | - | - | - | - | - |
| ЭТПГ | | | | | | | | | | | | | | | |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | тыс. м ³ | 543,539 | 544,600 | 545,247 | 545,330 | 545,350 | 546,028 | 546,707 | 547,386 | 548,065 | 548,744 | 549,423 | 550,102 | 554,854 | 554,854 |
| нормативные утечки теплоносителя в сетях | тыс. м ³ | 543,539 | 544,600 | 545,247 | 545,330 | 545,350 | 546,028 | 546,707 | 547,386 | 548,065 | 548,744 | 549,423 | 550,102 | 554,854 | 554,854 |
| сверхнормативный расход воды | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на ГВС | тыс. м ³ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Расход воды на заполнение и испытание | тыс. м ³ | 76,495 | 76,610 | 76,680 | 76,689 | 76,691 | 76,764 | 76,838 | 76,911 | 76,985 | 77,058 | 77,132 | 77,205 | 77,720 | 77,720 |

Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

В соответствии с требованиями действующего законодательства, в рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

- проведение технического обследования и технической инвентаризации источников теплоснабжения, сетей и сооружений на них с целью формирования технической документации, содержащей актуальные данные о фактических характеристиках и состоянии объектов системы теплоснабжения;

- проведение технического освидетельствования котельного оборудования в соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 536 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением».

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения города учтены:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Варианты развития системы теплоснабжения обоснованы в Мастер-плане (Глава 5).

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в Приложении 1.

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Организация централизованного и индивидуального теплоснабжения осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения», «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя»), и иными действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации, Тюменской области и г. Тобольска.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрено:

- централизованное теплоснабжение в районах высокоплотной и среднеплотной многоэтажной застройки (многоквартирные жилые дома);

– использование индивидуальных источников тепловой энергии для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде, в районах индивидуальной малоэтажной застройки (усадебная застройка).

В рамках реализации Схемы теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления предусмотрено развитие системы теплоснабжения, в т. ч.:

– теплоснабжение Нагорной части г. Тобольска от ЭТПГ, теплоснабжение остальных районов от локальных котельных;

– в Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14;

– предусмотрено техническое перевооружение котельных №№ 2, 3, 6, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 19, 20, 22, 24, 25, 28, 29;

– отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов;

– теплоснабжение промышленных потребителей сохранится от собственных котельных. Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м²;

– приобретение передвижных мобильных котельных для обеспечения потребителей первой категории в аварийном режиме.

Организация поквартирного отопления в рамках реализации Схемы теплоснабжения не планируется.

7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период)

Генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное

в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Источником комбинированной выработки тепла и электроэнергии в городе Тобольске является ЭТПГ.

Предложения по новому строительству генерирующих мощностей (с мощностью более 25 МВт) с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики». На основании вышеуказанного документа, АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «ФСК ЕЭС» разработана «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы».

Также территория города Тобольска включена в Схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2023-2027 гг., утв. распоряжением губернатора Тюменской области от 29.04.2022 № 39-р.

Указанные выше документы не предусматривают строительство новых источников комбинированной выработки с мощностью более 25 МВт на территории города Тобольска. Таким образом, нормативная база, необходимая для предложения нового источника тепловой энергии с мощностью более 25 МВт с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, отсутствует.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок с мощностью более 25 МВт не планируется.

7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Анализ работы ЭТПГ определил отсутствие дефицита мощности источника при подключении перспективной нагрузки.

Реконструкция действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок, на территории города Тобольска не предусмотрено.

7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

В Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе реализации Схемы теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14.

Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31 (присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31) (рис. 17).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 6,559 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 4 – 10 Гкал/ч (после реконструкции).

Для реализации мероприятия необходимо строительство 655 м сетей диаметром 150-200 мм и реконструкция 1225 м сетей диаметром 70-200 мм.

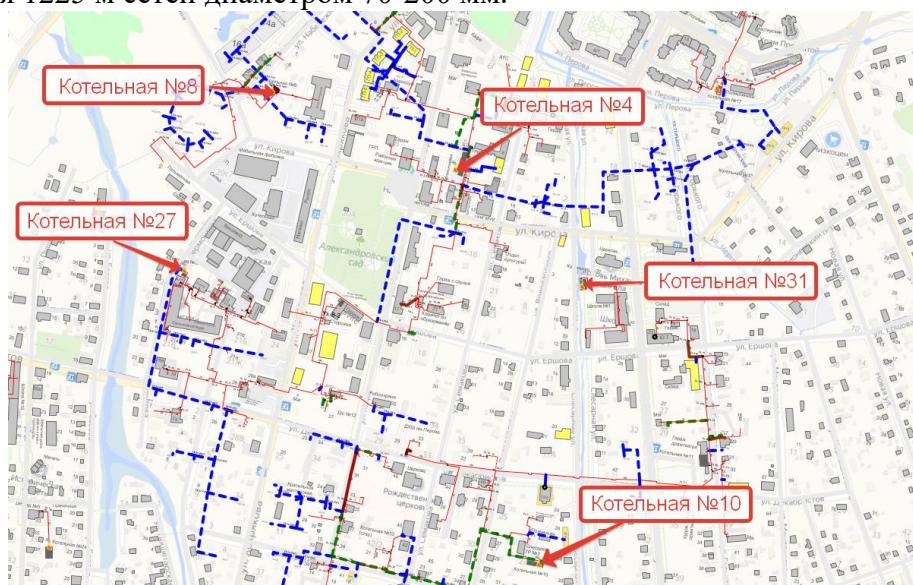


Рисунок 18. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31

Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12) (рис. 18).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь составит 1,623 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 5 – 4,3 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 170 м сетей диаметром 100 мм и реконструкция 300 м сетей диаметром 150 мм.

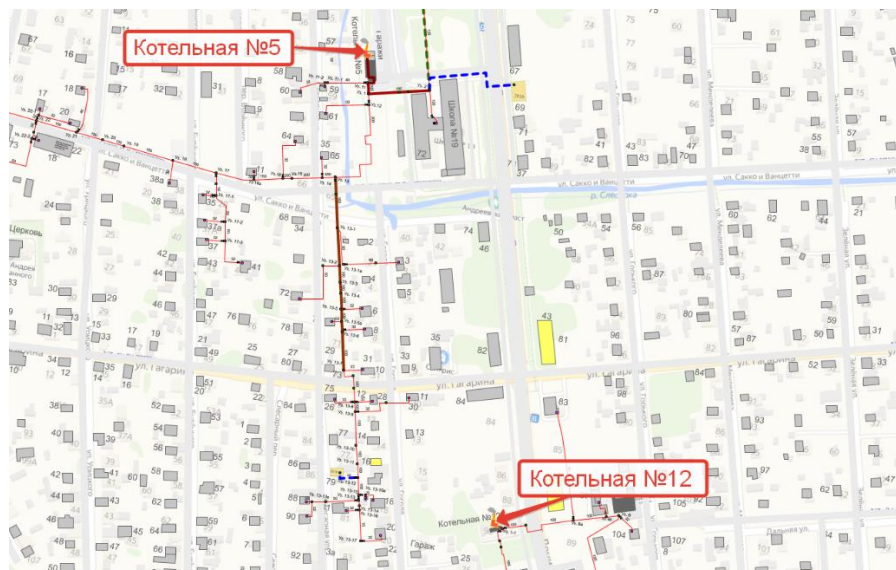


Рисунок 19. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12

Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18) (рис. 19).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 4,69 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 14 – 8,26 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 460 м сетей диаметром 200 мм и реконструкция 42 м сетей диаметром 100 мм.

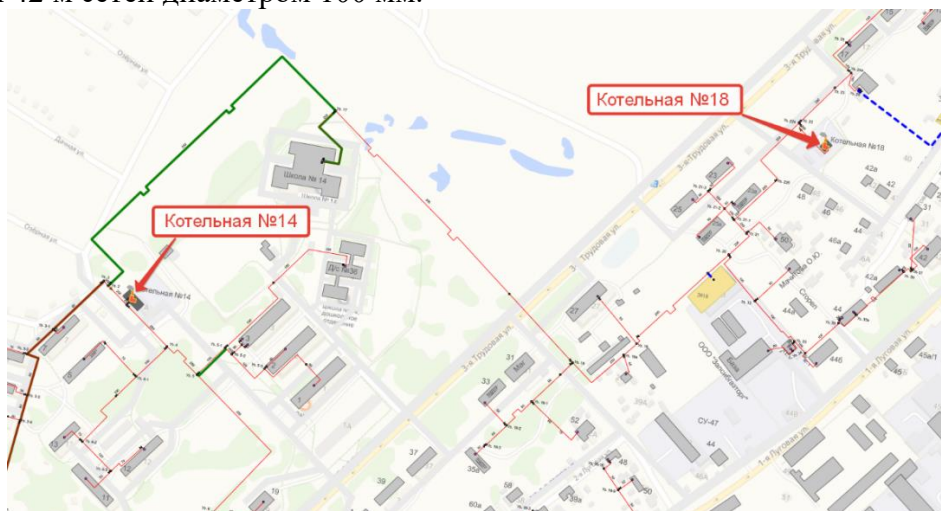


Рисунок 20. Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18

7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок предусмотрено строительство Городской насосной станции.

7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Предусмотрено расширение зоны действия ЭТПГ с подключением всех новых микрорайонов Нагорной части г. Тобольска.

Дополнительное подключение нагрузки Подгорной части г. Тобольска к ЭТПГ не предусматривается в связи с нахождением потребителей за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника и значительных расходов на переключение нагрузки, источник финансирования которых не может быть определен.

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

Вывод из эксплуатации – окончательная остановка работы источников тепловой энергии и тепловых сетей, которая осуществляется в целях их ликвидации или консервации на срок более одного года.

Принятие окончательного решения о выводе из эксплуатации осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления в соответствии с Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей» (ред. 30.01.2021).

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

- вывод из эксплуатации (консервация) котельных №№ 8, 10, 27, 31;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №12;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №18;
- переключение нагрузок потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31; 12; 18 на котельные №№ 4, 5, 14;
- установка системы диспетчеризации;
- установка приборов учета тепловой энергии.

Главной целью реализации предлагаемых мероприятий является повышение эффективности теплоснабжения потребителей, обеспечение безопасности и надежности эксплуатации системы теплоснабжения.

7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования малоэтажными жилыми зданиями

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано при отсутствии резервов по теплоснабжению, при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника), при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

В соответствии с Генеральным планом и утвержденными проектами планировок г. Тобольска в зону действия индивидуальных источников тепловой энергии г. Тобольска в перспективном периоде включены районы с индивидуальной малоэтажной (усадебной) застройкой:

- усадебная застройка Подгорной части (кварталы 5, 6, 7, 17, 18, 20, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51) (за пределами расчетного срока);
- усадебная застройка Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, микрорайон «Защитино»);
- усадебная застройка мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево.

Обоснование организации индивидуального теплоснабжения отражено в Главе 5.

7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии определены на основании спрогнозированного в Главе 2 прироста нагрузок потребителей и с учетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города Тобольска и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии до 2040 г. представлен в Главе 4.

7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

К возобновляемым источникам энергии относятся: ветроэнергетика, гидроэнергетика, солнечная энергетика, биоэнергетика.

Действующие источники тепловой энергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы, на территории города Тобольска отсутствуют, в связи с чем не предусмотрена их реконструкция.

7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования

Основным источником тепловой энергии для производств ООО «ЗапСибНефтехим» является производство ЭТПГ (Тобольская ТЭЦ). ЭТПГ осуществляет отпуск пара 140 ата и 15 ата, а также теплоносителя в виде горячей воды.

Помимо ЭТПГ обеспечение части производств тепловой энергией предусмотрено от собственной котельной с общей установленной мощностью 304,65 Гкал/ч.

Станция Денисовка находится в Восточном промышленном районе города на расстоянии 9 км от Нагорного Тобольска. Через ст. Денисовка, расположенную на территории ООО «ЗапСибНефтехим», проходят основные грузопотоки сырья и готовой продукции ООО «ЗапСибНефтехим». Для обеспечения тепловых нагрузок зданий, проектируемых на ст. Денисовка, предусмотрено их подключение к действующим тепловым сетям ООО «ЗапСибНефтехим» с нагрузкой 4,28 Гкал/ч.

Изменение нагрузки тепловой энергии по производственным предприятиям в зоне действия существующих производств не планируется.

Отопление отдельных торговых и производственных зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения. Комплексная оценка вышеперечисленных факторов определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

При определении максимального расстояния от источника тепловой энергии до перспективного потребителя необходимо использовать Методику определения радиуса эффективного теплоснабжения, утв. приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения проведен на основании полуэмпирических соотношений. В целях обеспечения сопоставимости и возможности практического применения указанных зависимостей в современных условиях проведен анализ структуры себестоимости производства и транспортировки тепловой энергии в системах теплоснабжения, функционирующих в настоящее время. По результатам анализа получены эмпирические коэффициенты, позволяющие использовать уточненные зависимости для определения минимальных удельных затрат с учетом фактора времени, то есть ценовых изменений.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения характеризуется следующей полуэмпирической зависимостью:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta\tau^{0,38}}, \quad (\text{Формула 1})$$

где:

R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H – потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м вод. ст.;

b – эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π – теплоплотность района, Гкал/ч/км²;

Δτ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ – поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ (ГРЭС) и 1 для котельных.

После дифференциации полученного соотношения по параметру R и приравнивания к нулю производной, выводится формула для определения эффективного радиуса теплоснабжения в следующем виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}, \quad (\text{Формула 2})$$

В расчете максимальный радиус теплоснабжения представляет собой максимальное расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя по главной магистрали и

распределительным сетям. В расчете радиус эффективного теплоснабжения определен по кратчайшему пути от источника до потребителя.

Расчету не подлежат категории источников тепловой энергии:

- котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Для определения возможности подключения перспективного объекта теплоснабжающей организации необходимо руководствоваться таблицей 90. В данной таблице представлен эффективный радиус теплоснабжения, то есть максимальное расстояние от котельной до перспективного потребителя (столбец 18), а также максимальная протяженность от точки подключения на существующих сетях до перспективного объекта в зависимости от его нагрузки (столбец 2-17). При превышении указанных величин подключение перспективного объекта нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе теплоснабжения.

Значение радиуса эффективного теплоснабжения для промежуточных значений величин подключаемой нагрузки, не указанных в таблицах, может быть вычислено путем интерполяции.

Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части Инвестиционной программы АО «СУЭНКО» в сфере теплоснабжения г. Тобольска на 2017-2024 годы.

**Эффективный радиус теплоснабжения от точки подключения.
(Максимально допустимая протяженность тепловой сети от точки подключения до перспективного объекта
в зависимости от нагрузки, м)**

| Нагрузка, Гкал/ч | 0,005 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | Эффективный радиус теплоснабжения котельной, м |
|--|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Котельная №2 (п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55в) | 3,3 | 41,7 | 73,7 | 103,0 | 120,0 | 149,8 | 179,7 | 185,8 | 212,4 | 238,5 | 265,0 | 240,0 | 261,5 | 283,1 | 304,5 | 325,4 | 785,3 |
| Котельная №3 (мкр. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б) | 3,8 | 47,6 | 84,2 | 117,6 | 137,0 | 171,1 | 205,1 | 212,2 | 242,5 | 272,3 | 302,6 | 274,0 | 298,5 | 323,2 | 347,6 | 371,5 | 990,8 |
| Котельная №4 (ул. Мира. 7б) | 1,7 | 21,8 | 38,6 | 53,9 | 62,8 | 78,4 | 94,0 | 97,2 | 111,1 | 124,8 | 138,7 | 125,6 | 136,8 | 148,1 | 159,3 | 170,2 | 891,6 |
| Котельная №5 (ул. Ленина, 72а) | 4,4 | 56,2 | 99,5 | 139,1 | 162,0 | 202,3 | 242,5 | 250,9 | 286,7 | 322,0 | 357,8 | 324,0 | 353,0 | 382,2 | 411,0 | 439,3 | 830,7 |
| Котельная №6 (ул.2-я Вокзальная, 22) | 4,7 | 59,8 | 105,8 | 147,8 | 172,2 | 215,1 | 257,8 | 266,7 | 304,8 | 342,4 | 380,4 | 344,4 | 375,3 | 406,3 | 437,0 | 467,0 | 1 026,6 |
| Котельная №8 (ул. Набережная Кирова, 11) | 0,5 | 6,4 | 11,3 | 15,8 | 18,4 | 23,0 | 27,6 | 28,5 | 32,6 | 36,6 | 40,7 | 36,9 | 40,2 | 43,5 | 46,8 | 50,0 | 1 000,3 |
| Котельная №9 (п. Сумкино, ул. Гагарина, 2в) | 3,6 | 46,0 | 81,4 | 113,8 | 132,5 | 165,5 | 198,4 | 205,3 | 234,6 | 263,5 | 292,8 | 265,1 | 288,8 | 312,7 | 336,3 | 359,4 | 876,3 |
| Котельная №10 (ул. Володарского, уч.27а) | 6,4 | 80,6 | 142,7 | 199,4 | 232,2 | 290,0 | 347,7 | 359,6 | 411,0 | 461,7 | 513,0 | 464,5 | 506,0 | 547,9 | 589,3 | 629,7 | 1 028,0 |
| Котельная №11 (ул. Мира, в) | 2,5 | 31,8 | 56,3 | 78,7 | 91,7 | 114,5 | 137,3 | 142,0 | 162,2 | 182,2 | 202,5 | 183,3 | 199,8 | 216,3 | 232,6 | 248,6 | 783,7 |
| Котельная №12 (ул. Ленина, 90а) | 7,0 | 89,0 | 157,5 | 220,1 | 256,3 | 320,1 | 383,8 | 397,0 | 453,7 | 509,7 | 566,3 | 512,7 | 558,6 | 604,8 | 650,5 | 695,2 | 1 197,3 |
| Котельная №13 (ул.3-я Речная, 3б) | 2,1 | 26,5 | 46,9 | 65,6 | 76,4 | 95,4 | 114,4 | 118,3 | 135,2 | 151,9 | 168,8 | 152,8 | 166,5 | 180,3 | 193,9 | 207,2 | 997,6 |
| Котельная №14 (мкр. "Южный", 7в) | 3,6 | 45,5 | 80,6 | 112,6 | 131,1 | 163,8 | 196,4 | 203,1 | 232,1 | 260,7 | 289,7 | 262,3 | 285,8 | 309,4 | 332,8 | 355,7 | 1 031,1 |
| Котельная №15 (Левобережье, ул. Раздольная, 5в) | 4,6 | 57,7 | 102,1 | 142,7 | 166,2 | 207,6 | 248,9 | 257,4 | 294,2 | 330,5 | 367,2 | 332,5 | 362,2 | 392,2 | 421,8 | 450,8 | 845,2 |
| Котельная №16 (Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б) | 4,8 | 61,1 | 108,1 | 151,1 | 176,0 | 219,8 | 263,6 | 272,6 | 311,6 | 350,0 | 388,8 | 352,1 | 383,6 | 415,3 | 446,7 | 477,4 | 1 038,6 |
| Котельная №17 (ул. Р. Люксембург, 14в) | 0,7 | 9,0 | 15,9 | 22,2 | 25,9 | 32,3 | 38,7 | 40,1 | 45,8 | 51,4 | 57,1 | 51,7 | 56,4 | 61,0 | 65,6 | 70,1 | 893,2 |

| Нагрузка, Гкал/ч | 0,005 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | Эффективный радиус теплоснабжения котельной, м |
|---|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Котельная №18 (ул.3-я Трудовая, 19в) | 5,1 | 64,5 | 114,1 | 159,4 | 185,7 | 231,9 | 278,0 | 287,6 | 328,7 | 369,2 | 410,2 | 371,4 | 404,6 | 438,1 | 471,2 | 503,5 | 1 095,5 |
| Котельная №19 (м Левобережье, ул. Судостроителей, 16) | 3,7 | 47,1 | 83,4 | 116,5 | 135,7 | 169,5 | 203,2 | 210,1 | 240,2 | 269,8 | 299,7 | 271,4 | 295,7 | 320,1 | 344,3 | 368,0 | 877,3 |
| Котельная №20 (Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в) | 2,2 | 27,8 | 49,2 | 68,8 | 80,1 | 100,1 | 120,0 | 124,1 | 141,8 | 159,3 | 177,0 | 160,3 | 174,6 | 189,1 | 203,3 | 217,3 | 969,9 |
| Котельная №22 (мкр. Менделеево, уч. 50) | 2,7 | 34,4 | 60,9 | 85,1 | 99,1 | 123,8 | 148,4 | 153,5 | 175,4 | 197,0 | 218,9 | 198,2 | 215,9 | 233,8 | 251,4 | 268,7 | 961,8 |
| Котельная №24 (ул. Пушкина, 33а) | 2,5 | 32,1 | 56,9 | 79,5 | 92,6 | 115,6 | 138,6 | 143,3 | 163,8 | 184,0 | 204,5 | 185,1 | 201,7 | 218,4 | 234,9 | 251,0 | 1 017,1 |
| Котельная №25 (ул. Пушкина, 22а) | 1,7 | 21,3 | 37,8 | 52,8 | 61,5 | 76,8 | 92,0 | 95,2 | 108,8 | 122,2 | 135,8 | 122,9 | 134,0 | 145,0 | 156,0 | 166,7 | 872,6 |
| Котельная №27 (ул. Лермонтова, 5в) | 2,2 | 27,8 | 49,1 | 68,6 | 80,0 | 99,9 | 119,7 | 123,8 | 141,5 | 159,0 | 176,6 | 159,9 | 174,2 | 188,6 | 202,9 | 216,8 | 1 007,0 |
| Котельная №28 (Пионерная база, БСИ-2, квартал 3) | 0,2 | 2,9 | 5,1 | 7,2 | 8,4 | 10,4 | 12,5 | 12,9 | 14,8 | 16,6 | 18,4 | 16,7 | 18,2 | 19,7 | 21,2 | 22,6 | 946,4 |
| Котельная №29 (ул. Базарная площадь, 18в) | 4,3 | 54,0 | 95,6 | 133,5 | 155,5 | 194,3 | 232,9 | 240,9 | 275,3 | 309,3 | 343,6 | 311,1 | 339,0 | 367,0 | 394,7 | 421,8 | 1 016,8 |
| Котельная №31 (ул. Ленина, 26б) | 1,1 | 14,0 | 24,8 | 34,6 | 40,3 | 50,4 | 60,4 | 62,5 | 71,4 | 80,2 | 89,1 | 80,7 | 87,9 | 95,1 | 102,3 | 109,4 | 912,2 |
| ЭТПГ | 3,1 | 39,4 | 69,8 | 97,5 | 113,6 | 141,8 | 170,0 | 175,9 | 201,0 | 225,8 | 250,9 | 227,1 | 247,5 | 267,9 | 288,2 | 308,0 | 11 079,4 |

Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

В рамках реализации Схемы теплоснабжения, помимо строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, также предусмотрена реализация следующих мероприятий по сетевому хозяйству:

- проведение технического обследования и технической инвентаризации источников, сетей и сооружений на них с целью формирования технической документации, содержащей актуальные данные о фактических характеристиках и состоянии объектов системы теплоснабжения;
- оформление бесхозных объектов недвижимого имущества системы теплоснабжения в муниципальную собственность;
- проведение ежегодных гидравлических испытаний сетей, испытаний на тепловые и гидравлические потери, на максимальную температуру теплоносителя;
- проведение инфракрасной аэрофотосъемки объектов системы теплоснабжения;
- выполнение гидравлического расчета с разработкой оптимального режима работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур.

Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлен в Приложении 1.

8.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), не планируется.

8.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах муниципального образования

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрено новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную и производственную застройку.

Сводные затраты на строительство тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города Тобольска представлены в Приложении 1.

В 2023 году запланировано строительство сетей для подключения перспективных потребителей. Перечень потребителей с перспективной нагрузкой представлен в таблице 91.

Таблица 91

Перечень потребителей с перспективной нагрузкой

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|-------|--|------------------------------|-------------|---------------|--------------|--------------|------------------------------|
| 1 | Торговый комплекс с многоуровневым паркингом | ул. Семена Ремезова, 171а | 0,098 | 0,021 | - | 0,119 | 2026 |
| 2 | Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-3 | ул. Семена Ремезова, уч. 187 | 0,787 | 0,02 | 0,301 | 1,108 | 2023 |

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|-------|--|---|-------------|---------------|--------------|--------------|------------------------------|
| 3 | Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-4 | ул. Семена Ремезова, уч. 187 | 0,787 | 0,02 | 0,301 | 1,108 | 2023 |
| 4 | Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (3-й этап строительства) | 6 мкр., уч. 110 | 0,612 | - | 0,366 | 0,978 | 2023 |
| 5 | Многоквартирный жилой дом | 15 мкр., уч. 16 | 1,458 | - | 0,646 | 2,104 | 2023 |
| 6 | Строительство спортивного комплекса "Центр гимнастики" г. Тобольск | 7а мкр., уч. 45 | 0,2 | 0,313 | 0,05 | 0,563 | 2023 |
| 7 | Ресторан быстрого питания "Макдональдс" | мкр. 10 | 0,3 | 0,008 | 0,03 | 0,338 | 2023 |
| 8 | Жилые дома с нежилыми помещениями г. Тобольск, Зона Вузов | Зона Вузов, уч. 7 | 1,998 | - | 0,997 | 2,995 | 2024 |
| 9 | Многофункциональный комплекс в Тобольске, в границах улиц Роцинский переулок и улица Первомайская. 1 этап строительства - Торговый центр. 2 этап строительства - Гостиница | пер. Роцинский, 63 | 0,118 | - | 0,06 | 0,178 | 2023 |
| | | | 0,097 | 0,071 | 0,123 | 0,291 | 2025 |
| 10 | Магазин «Пятерочка» | 15 микрорайон | 0,079 | 0,086 | - | 0,165 | 4 кв. 2023 |
| 11 | «Магазин» | Тюменская область, 15 микрорайон, земельный участок 12а. | 0,058 | - | - | 0,058 | 2024 |
| 12 | "Среднеэтажный жилой дом с нежилыми помещениями" | ул. Октябрьская, участок №58 | 0,096 | 0,082 | 0,046 | 0,224 | 2025 |
| 13 | «Объект культурного наследия регионального значения «Дом Неводчикова» | ул. Хохрякова, участок 10 | 0,2 | - | - | 0,2 | 2025 |
| 14 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 15 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, улица Декабристов, участок №24 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 16 | "Для строительства нового жилого дома" | г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 17 | "Для индивидуальной жилой застройки" | г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 18 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |

| № п/п | Наименование объекта | Месторасположение объекта | Qот, Гкал/ч | Qвент, Гкал/ч | Qгвс, Гкал/ч | Qобщ, Гкал/ч | Срок подключения по договору |
|--------------|---|---|--------------|---------------|--------------|---------------|------------------------------|
| 19 | "Для индивидуального жилищного строительства" | г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 20 | "Под блок гаражей" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №110в, участок №1 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 21 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №130 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 22 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №131 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 23 | "Гаражи индивидуального транспорта" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 24 | "Под гараж" | г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №129 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 25 | "Дополнительный земельный участок для содержания и эксплуатации здания и подсобных помещений" | г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 26 | "Под магазин(Теремок)" | г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 27 | "Под незавершенное строительством нежилое строение(гараж)" | г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1, кадастровый номер 72:24:0603015:33 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 28 | "Здравоохранение" | г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 29 | "Под нежилые строения(АБК, котельная, производственный корпус)" | г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 30 | "Для общественно-деловой застройки" | г.Тобольск, ул.Знаменского,4 | 0,015 | - | - | 0,015 | 2024 |
| 31 | "Административно-деловой центр" | г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124 | 0,12 | - | - | 0,12 | 2024 |
| 32 | "Для жилищного строительства" | г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б | 0,150 | - | - | 0,15 | 2024 |
| 33 | "Объект торгового назначения" | г.Тобольск, ул. Ремезова, 150а | 0,500 | - | - | 0,5 | 2024 |
| Итого | | | 7,913 | 0,621 | 2,92 | 11,454 | - |

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

В рамках реализации Схемы теплоснабжения не предусмотрено строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

8.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет ликвидации котельных:

- реконструкция (перекладка) тепловых сетей мкр. Иртышский;
- реконструкция (перекладка) магистральных тепловых сетей мкр. Менделеево;
- реконструкция тепловых сетей для присоединения к котельной № 4 потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31;
- реконструкция тепловых сетей для присоединения к котельной № 5 потребителей котельной № 12;
- реконструкция (перекладка) трубопроводов в зоне действия ЭТПГ (Городской котельной № 1) в Нагорной части для увеличения пропускной способности.

Полный перечень мероприятий отражен в Приложении 1.

После ввода в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных трубопроводов необходимо проведение наладки и регулировки системы теплоснабжения.

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения г. Тобольска и соблюдения требований действующего законодательства необходимо выполнить мероприятия по переводу с открытой системы теплоснабжения на закрытую.

Мероприятия по переводу на закрытую системы теплоснабжения представлены в Главе 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

8.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Проекты по новому строительству, реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения отражены в Приложении 1.

Теплоснабжение потребителей г. Тобольска на 80% осуществляется от магистрального трубопровода от ЭТПГ.

Реконструкция магистральной сети требуется в связи с необходимостью увеличения пропускной способности трубопровода и исчерпанием его эксплуатационного ресурса, что подтверждают заключения проведенных экспертиз промышленной безопасности 057-334-ТТС-ЭПБ и 441-10-ЗС/18.

В рамках проектирования было проведено детальное распределение этапов по физическим объемам и капитальным вложениям с учетом необходимости проведения СМР в течении непродолжительного (14 дней) нормативного срока отключения горячего водоснабжения в межотопительный период, в соответствии с п.3.1.11 СанПин 2.1.4.1074-01 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения». Помимо

вышеуказанных участков трубопроводов планируется реконструкция надземного участка магистральной сети с увеличением диаметра в месте ее пересечения с федеральной трассой Р-404. Мероприятие реализуется с целью увеличения пропускной способности трубопровода, снижения уровня его износа и изменения способа прокладки на подземный для улучшения архитектурного облика города.

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

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция трубопроводов от ЭТПГ до Городской котельной № 1 с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности.

После ввода в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных трубопроводов Схемой теплоснабжения необходимо проведение наладки и регулировки системы теплоснабжения.

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

Более 60% тепловых сетей города Тобольска проложены ранее 1989 г., т.е. срок службы более 20 лет и нуждаются в замене, что свидетельствует о высокой вероятности аварий теплотрассы, микрповреждений трубопроводов.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

8.8 Строительство и реконструкция насосных станций

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция насосных станций, которая включает следующие мероприятия:

- модернизация ПНС №№ 1, 2, 3;
- строительство насосной станции, в т.ч. резервуары запаса воды, включая ликвидацию городской котельной № 1. Реализация СМР планируется в рамках концессионного соглашения. Источник финансирования будет определен на этапе его заключения.

В рамках выполнения мероприятия требуется установка новых баков-аккумуляторов со следующим назначением:

- восполнение частичных потерь при водоразборе ГВС в тепловой сети;
- восполнение потерь при внештатных ситуациях работы тепловых сетей;
- проведение гидроиспытаний с частичным использованием объёма воды в баках.

Для оценки качества услуг теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска и обоснования необходимости реконструкции насосной станции Городской котельной № 1 в электронной модели выполнены гидравлические расчеты тепловых сетей от ЭТПГ за базовый период и на годы первого этапа разработки Схемы теплоснабжения.

По состоянию на 2022 г. при работе на насосной станции Городской котельной № 1 четырех насосов на обратной и подающей магистралях и максимальной загрузке ПНС-2, ПНС-3 не обеспечивается минимальный располагаемый напор у конечных потребителей контура ПНС-2, Промзоны, создается отрицательный располагаемый напор у большей части потребителей. Также, значения давления в обратном трубопроводе после насосных станций (по ходу движения теплоносителя) превышают допустимые 6,0 кгс/см² (после ПНС-2 – 8,66 кгс/см², после ПНС-1, ПНС-3 – 9,19 и 9,17 кгс/см² соответственно), а также после насосной Городской котельной у всех потребителей Промзоны.

Данный режим не обеспечивает надежное и качественное теплоснабжение. Необходимы мероприятия по реконструкции насосной ГК. Необходимые параметры насосной станции:

подающий трубопровод: расход 5505 т/ч, напор 98,4 м, обратный трубопровод: расход 5176 т/ч, напор 119 м.

Пьезометрические графики тепловых сетей от ЭТПГ по состоянию на 2020 г. с изменением количества и напорных характеристик насосного оборудования представлены на рис. 20-22.

В соответствии с СП 124.13330.2012 для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды по СанПиН 2.1.4.2496.

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

Количество и ёмкость баков-аккумуляторов определяется на стадии ПИР.

Задаваемые параметры на насосных станциях для расчета:

Насосная станция Городской котельной № 1: насосы СЭ1250-70 – 4шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике), насосы СЭ1250-140 – 4шт. на подающем трубопроводе (расчет по характеристике.). Насосы СЭ 800-100-11 - 1 шт. и насос Д 630-90-1шт. на подпиточном трубопроводе

ПНС-1: насос СЭ 500-70 – 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по напору на насосе 38м.), насос СЭ 500-70 – 1шт. на трубопроводе подмеса.

ПНС-2: насос Д1600-90 – 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике), насос Д1600-90 – 1шт. на трубопроводе подмеса.

ПНС-3: насос Vogel 606-600 - 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике насоса Д4000-22, id56), насос Vogel 300-500 - 1шт. на трубопроводе подмеса.

Таким образом, существующая насосная станция на базе Городской котельной № 1 при работе трех насосов на подаче и трех насосов на обратке будет не в состоянии обеспечить потребителей необходимыми параметрами.

Для обеспечения потребителей необходимыми параметрами теплоносителя и организации надежного и качественного теплоснабжения необходима реконструкция данной насосной станции, в первую очередь по причине необеспечения необходимыми параметрами обратной группой насосов, а также в связи с техническим состоянием подающей группы насосов. Минимально необходимые параметры, выдаваемые насосной станцией: подающий трубопровод: расход 5505 т/ч, напор 98,4 м, обратный трубопровод: расход 5176 т/ч, напор 119 м.

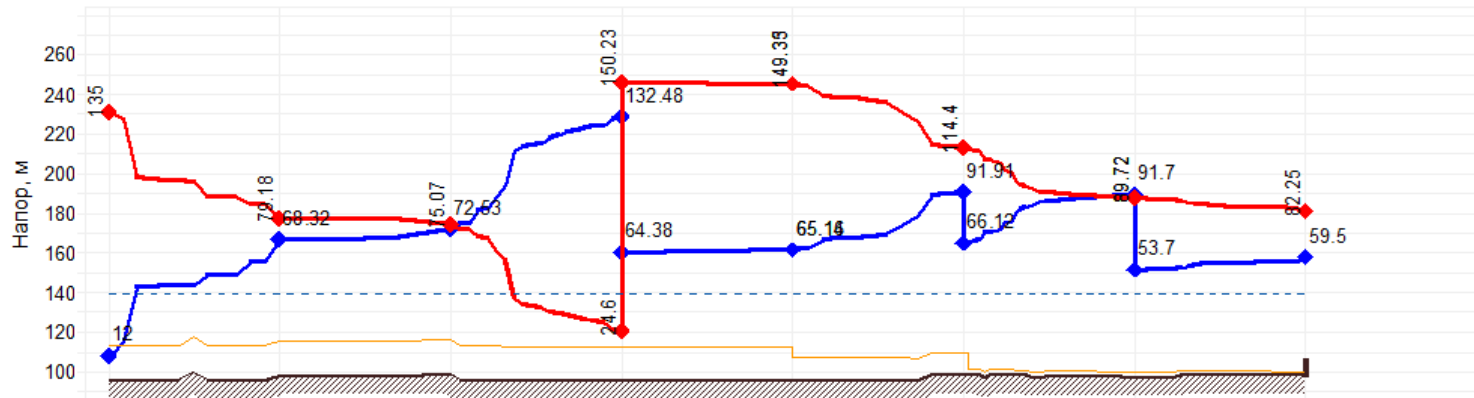
Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений с оценкой финансовых потребностей по вариантам перспективного развития представлен в Приложении 1.

Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части Инвестиционной программы АО «СУЭНКО» в сфере теплоснабжения г. Тобольска на 2017-2024 годы.

Предлагаемый настоящей Схемой перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей обусловлен необходимостью повышения качества теплоснабжения потребителей существующей и перспективной застройки города Тобольска.

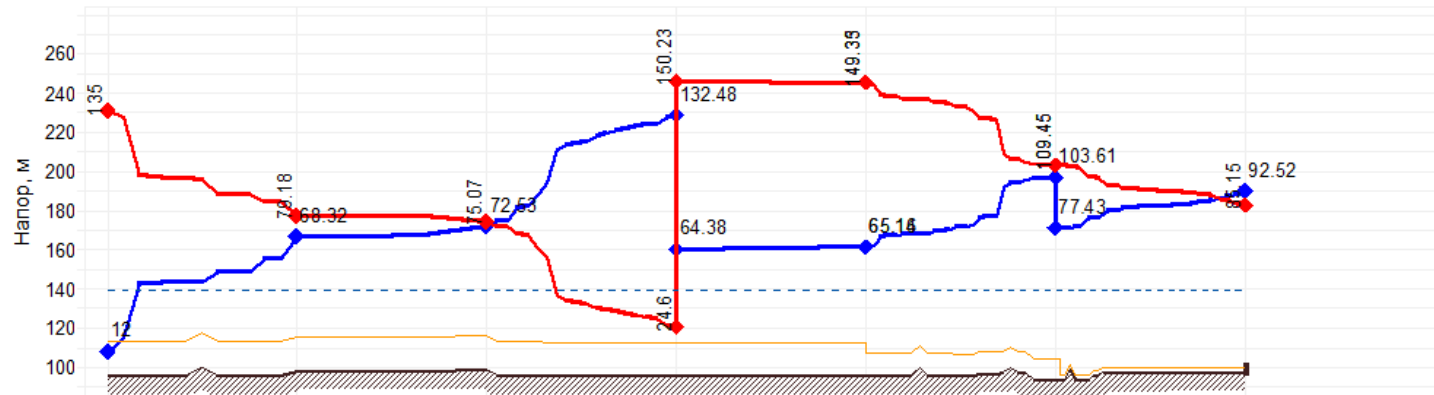
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Архив-2»



| Наименование узла | Тобольская ТЭЦ | Ответвление на П- | Ответвление на П- | Насосная ГК | ЦТП ГК | насосная ПНС-3 | насосная ПНС-1 | Архив-2 |
|--|----------------|-------------------|-------------------|-------------|----------|----------------|----------------|---------|
| Геодезическая высота, м | 96 | 98.3 | 99.2 | 96 | 96 | 98.8 | 97.7 | 98.5 |
| Полный напор в обратном трубопроводе, м | 108 | 166.6 | 171.7 | 160.4 | 161.1 | 164.9 | 151.4 | 158 |
| Располагаемый напор, м | 123 | 10.856 | 2.547 | 85.852 | 84.21 | 48.282 | 36.021 | 22.76 |
| Длина участка, м | 163.1 | 24.7 | 185.6 | 14.3 | 19.9 | 1 | 1 | |
| Диаметр участка, м | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.706 | 0.517 | |
| Потери напора в подающем трубопроводе, м | 3.511 | 0.316 | 1.879 | 0.876 | 1.196 | 0.558 | 0.023 | |
| Потери напора в обратном трубопроводе, м | 6.962 | 0.493 | 2.997 | 0.761 | 1.057 | 0.516 | 0.083 | |
| Скорость движения воды в под.тр-де, м/с | 2.704 | 2.344 | 2.316 | 2.313 | 2.626 | 1.993 | 0.898 | |
| Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с | -2.531 | -2.766 | -2.732 | -2.156 | -2.469 | -1.917 | -0.9 | |
| Удельные линейные потери в ПС, мм/м | 12.617 | 9.483 | 9.262 | 9.233 | 11.903 | 5.051 | 2.621 | |
| Удельные линейные потери в ОС, мм/м | 11.059 | 15.326 | 14.95 | 8.021 | 10.52 | 4.674 | 2.702 | |
| Расход в подающем трубопроводе, т/ч | 5667.67 | 4913.35 | 4855.68 | 4848.2 | 5504.78 | 2738.13 | 626.24 | |
| Расход в обратном трубопроводе, т/ч | -5306.06 | -4567.94 | -4511.57 | -4518.48 | -5175.09 | -2633.67 | -603.14 | |

Рисунок 21. Пьезометрический график тепловой сети от ЭТПГ до потребителя «Архив-2»

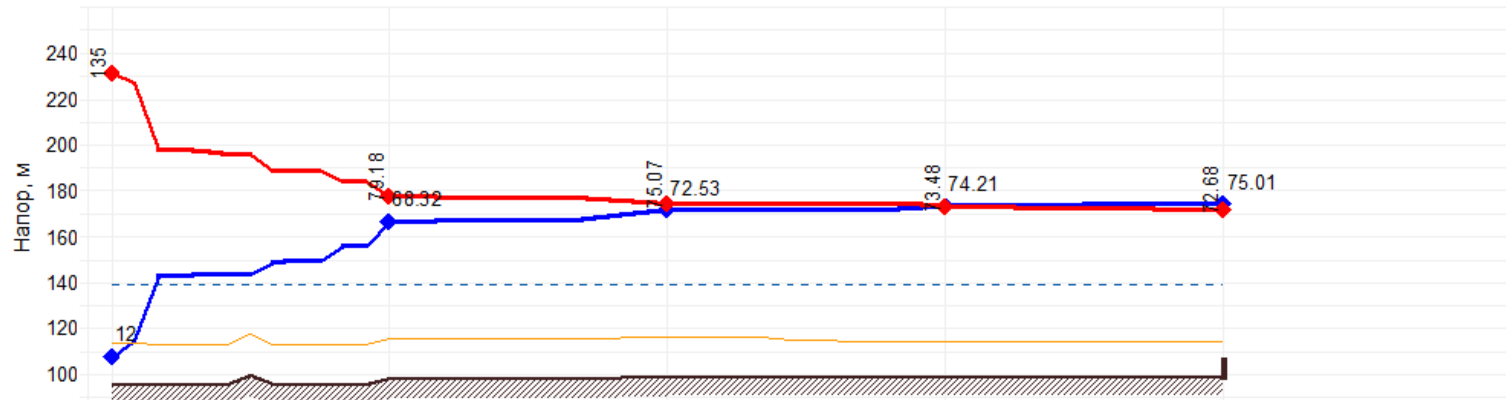
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Драмтеатр»



| Наименование узла | Тобольская ТЭЦ | Ответвление на П-3а | Ответвление на П-4 | Насосная ГК | ЦТП ГК | насосная ПНС-2 | Драмтеатр |
|--|----------------|---------------------|--------------------|-------------|----------|----------------|-----------|
| Геодезическая высота, м | 96 | 98.3 | 99.2 | 96 | 96 | 93.5 | 97.5 |
| Полный напор в обратном трубопроводе, м | 108 | 166.6 | 171.7 | 160.4 | 161.1 | 170.9 | 190 |
| Располагаемый напор, м | 123 | 10.856 | 2.547 | 85.852 | 84.21 | 32.018 | -7.37 |
| Длина участка, м | 163.1 | 24.7 | 185.6 | 14.3 | 19.9 | 1 | |
| Диаметр участка, м | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.902 | 0.902 | |
| Потери напора в подающем трубопроводе, м | 3.511 | 0.316 | 1.879 | 0.876 | 1.196 | 0.001 | |
| Потери напора в обратном трубопроводе, м | 6.962 | 0.493 | 2.997 | 0.761 | 1.057 | 0.001 | |
| Скорость движения воды в под.тр-де, м/с | 2.704 | 2.344 | 2.316 | 2.313 | 2.626 | 1.198 | |
| Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с | -2.531 | -2.766 | -2.732 | -2.156 | -2.469 | -1.105 | |
| Удельные линейные потери в ПС, мм/м | 12.617 | 9.483 | 9.262 | 9.233 | 11.903 | 1.349 | |
| Удельные линейные потери в ОС, мм/м | 11.059 | 15.326 | 14.95 | 8.021 | 10.52 | 1.149 | |
| Расход в подающем трубопроводе, т/ч | 5667.67 | 4913.35 | 4855.68 | 4848.2 | 5504.78 | 2686.18 | |
| Расход в обратном трубопроводе, т/ч | -5306.06 | -4567.94 | -4511.57 | -4518.48 | -5175.09 | -2477.95 | |

Рисунок 22. Пьезометрический график тепловой сети от ЭТПГ до потребителя «Драмтеатр»

Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ»



| Наименование узла | Тобольская ТЭЦ | Ответвление на П-3а | Ответвление на П-4 | Уз. П-4-26 | Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ |
|--|----------------|---------------------|--------------------|------------|-------------------------------|
| Геодезическая высота, м | 96 | 98.3 | 99.2 | 99.2 | 99.2 |
| Полный напор в обратном трубопроводе, м | 108 | 166.6 | 171.7 | 173.4 | 174.2 |
| Располагаемый напор, м | 123 | 10.856 | 2.547 | -0.728 | -2.33 |
| Длина участка, м | 163.1 | 24.7 | 11.1 | 2.9 | |
| Диаметр участка, м | 0.902 | 0.902 | 0.309 | 0.082 | |
| Потери напора в подающем трубопроводе, м | 3.511 | 0.316 | 0.011 | 0.803 | |
| Потери напора в обратном трубопроводе, м | 6.962 | 0.493 | 0.005 | 0.797 | |
| Скорость движения воды в под.тр-де, м/с | 2.704 | 2.344 | 0.232 | 1.043 | |
| Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с | -2.531 | -2.766 | -0.23 | -1.039 | |
| Удельные линейные потери в ПС, мм/м | 12.617 | 9.483 | 0.286 | 25.802 | |
| Удельные линейные потери в ОС, мм/м | 11.059 | 15.326 | 0.281 | 25.603 | |
| Расход в подающем трубопроводе, т/ч | 5667.67 | 4913.35 | 57.21 | 17.49 | |
| Расход в обратном трубопроводе, т/ч | -5306.06 | -4567.94 | -56.73 | -17.42 | |

Рисунок 23. Пьезометрический график тепловой сети от ЭТПГ до потребителя «Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ»

Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

По состоянию на 01.06.2022 внесены изменения в законодательную базу в части горячего водоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом от 30.12.2021 № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» часть 9 статьи 29 упряднена с 01.01.2022, то есть запрет с 01.01.2022 на использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения исключен.

Часть 3 ст. 23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» дополнена пунктом 7_1 с требованием о выполнении в Схемах теплоснабжения обязательной оценки экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В рамках разработки Схемы теплоснабжения, дополнительно, выполнена оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

9.1 Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

Котельные, функционирующие по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), расположены в следующих районах города Тобольска (рис. 23-24):

- 1) Подгорная часть – 15 котельных – №№ 4, 5, 6, 8, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 24, 25, 27, 29, 31;
- 2) микрорайон Иртышский – одна котельная № 3;
- 3) микрорайон Менделеево – одна котельная № 22;
- 4) Юго-Восточный район – одна котельная № 16;
- 5) Левобережный район – две котельные №№ 15, 19;
- 6) п. Сумкино – одна котельная № 2;
- 7) район Пионерной базы – одна котельная № 28.

Котельные №№ 9, 11 п. Сумкино, котельная № 20 микрорайона Иртышский, часть потребителей Нагорной, Подгорной частей, Левобережного района функционируют по закрытой системе горячего водоснабжения (рис. 24).

В основном потребители Нагорной части, присоединенные к тепловым сетям от ЭТПГ, подключены по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения).

25% многоквартирных домов в Нагорной части подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, также по закрытой схеме ГВС подключены потребители от ЦТП в мкр. 7, 7А.

Новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

Потребители, подключенные по закрытой схеме ГВС от ЦТП в мкр. 7, 7А, от ИТП в мкр. 15, Зона Вузов, новая застройка в 10 мкр., представлены в таблице 92.

Таблица 92

Потребители, подключенные по закрытой схеме ГВС от ЦТП в мкр. 7, 7А, от ИТП в мкр. 15, Зона Вузов, новая застройка в 10 мкр.

| №№ | Адрес МКД | ЦТП/ИТП |
|----|-----------------------------------|---------|
| 1 | 7 мкр-н, 46 | ЦТП-5.1 |
| 2 | 7 мкр-н, 46а | ЦТП-5.1 |
| 3 | 7 мкр-н, 46б | ЦТП-5.1 |
| 4 | 7 мкр-н, 47 | ЦТП-5.1 |
| 5 | 7 мкр-н, 47б | ЦТП-5.1 |
| 6 | 7 мкр-н, 48а | ЦТП-5.1 |
| 7 | 7 мкр-н, 48б | ЦТП-5.1 |
| 8 | 7 мкр-н, 36а | ЦТП-5.2 |
| 9 | 7 мкр-н, 37 | ЦТП-5.2 |
| 10 | 7 мкр-н, 38 | ЦТП-5.2 |
| 11 | 7 мкр-н, 39 | ЦТП-5.2 |
| 12 | 7 мкр-н, 39б | ЦТП-5.2 |
| 13 | 7 мкр-н, 45 | ЦТП-5.2 |
| 14 | 7А мкр-н, 27 | ЦТП |
| 15 | 7А мкр-н, 27а | ЦТП |
| 16 | 7 мкр-н 98 | ИТП |
| 17 | 7а мкр-н 3г | ИТП |
| 18 | 7а мкр-н, 22а | ИТП |
| 19 | 7А мкр-н, 31а | ИТП |
| 20 | 7а мкр-н, 39 Д | ИТП |
| 21 | 15 мкр-н, 3б | ИТП |
| 22 | 15 мкр-н, уч. 11 | ИТП |
| 23 | 15 мкр-н, уч. 11а | ИТП |
| 24 | 15 мкр-н, 12 | ИТП |
| 25 | 15 мкр-н, 14 | ИТП |
| 26 | 15 мкр-н. 15 | ИТП |
| 27 | 15 мкр-н, уч. 19 | ИТП |
| 28 | 15 мкр-н, 22 | ИТП |
| 29 | 15 мкр-н, 23 | ИТП |
| 30 | 15 мкр-н, д. 26 | ИТП |
| 31 | 15 мкр-н, д. 27 | ИТП |
| 32 | 15 мкр-н, д. 28 | ИТП |
| 33 | 15 мкр-н, 29 | ИТП |
| 34 | 15 мкр-н, 30 | ИТП |
| 35 | 15 мкр-н, 31 | ИТП |
| 36 | 15 мкр-н, 32 | ИТП |
| 37 | 15 мкр-н, 33 | ИТП |
| 38 | 15 мкр-н, 34 | ИТП |
| 39 | 15 мкр-н, 35 | ИТП |
| 40 | 15 мкр-н, 36 | ИТП |
| 41 | 15 мкр-н, 37 | ИТП |
| 42 | 15 мкр-н, 39 | ИТП |
| 43 | 15 мкр-н (Автомойка и автосервис) | ИТП |
| 44 | 9-Зона ВУЗов 5 | ИТП |
| 45 | Зона ВУЗов уч. №9а | ИТП |

| №№ | Адрес МКД | ЦТП/ИТП |
|----|---------------------------|---------|
| 46 | Зона ВУЗов уч. №7 | ИТП |
| 47 | 10 мкр-н, 3г | ИТП |
| 48 | 10 мкр-н, 9 | ИТП |
| 49 | 10 мкр-н, уч. 87 | ИТП |
| 50 | 6 мкр-н, уч. 110 | ИТП |
| 51 | мкр-н 7а, уч. 20б | ИТП |
| 52 | ул. Семена Ремезова, 122в | ИТП |
| 53 | ул. Семена Ремезова, 21 | ИТП |
| 54 | пер. Р. Люксембург, 1 | ИТП |
| 55 | ул. Ленская, 22б | ИТП |
| 56 | ул. Мира, 2 | ИТП |

Перечень многоквартирных домов для выполнения капитального ремонта в части теплоснабжения в рамках капитального ремонта в рамках краткосрочного плана реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области на период 2021-2023 гг. представлен в таблице 93¹³.

Таблица 93

Перечень многоквартирных домов для выполнения капитального ремонта в части теплоснабжения в рамках капитального ремонта

| №№ | Адрес МКД | Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту |
|----|---|---|
| 1 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 8 | 2021 |
| 2 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 29б | 2021 |
| 3 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 7 | 2021 |
| 4 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 9д | 2021 |
| 5 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120 | 2021 |
| 6 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 6 | 2021 |
| 7 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 99 | 2021 |
| 8 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 15 | 2021 |
| 9 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23 | 2021 |
| 10 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23А | 2021 |
| 11 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 22 | 2021 |
| 12 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 16а | 2021 |
| 13 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 21а | 2021 |
| 14 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 28 | 2021 |
| 15 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34а | 2021 |
| 16 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 17 | 2021 |
| 17 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 18 | 2021 |
| 18 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20 | 2021 |

¹³ В соответствии с изменениями от 31.03.2022 № 002-р в распоряжение Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области от 07.05.2020 № 14-р «Об утверждении краткосрочного плана реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2021-2023 годов», а также в соответствии с изменениями от 31.03.2022 № 003-р в распоряжение Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области от 04.03.2020 № 06-р «Об утверждении краткосрочного плана реализации подпрограммы региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2021-2023 годов»

| №№ | Адрес МКД | Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту |
|----|---|---|
| 19 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 7 | 2021 |
| 20 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 2 | 2021 |
| 21 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 3 | 2021 |
| 22 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 7 | 2021 |
| 23 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 8 | 2021 |
| 24 | обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Левобережье, ул. Калинина, д. 4 | 2021 |
| 25 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Ленина, д. 142 | 2021 |
| 26 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64 | 2021 |
| 27 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64а | 2021 |
| 28 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64б | 2021 |
| 29 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Хохрякова, д. 11а | 2021 |
| 30 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Хохрякова, д. 17 | 2021 |
| 31 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 13 | 2022 |
| 32 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 22 | 2022 |
| 33 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 26 | 2022 |
| 34 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 71 | 2022 |
| 35 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 15, д. 3 | 2022 |
| 36 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 10 | 2022 |
| 37 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 3 | 2022 |
| 38 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 19а | 2022 |
| 39 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 20 | 2022 |
| 40 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 29б | 2022 |
| 41 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120 | 2022 |
| 42 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120д | 2022 |
| 43 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120Е | 2022 |
| 44 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 99 | 2022 |
| 45 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 15 | 2022 |
| 46 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23 | 2022 |
| 47 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 12 | 2022 |
| 48 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 22 | 2022 |
| 49 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 26 | 2022 |
| 50 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 19а | 2022 |
| 51 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 21а | 2022 |
| 52 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 28 | 2022 |
| 53 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34а | 2022 |
| 54 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 5а | 2022 |
| 55 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, д. 18 | 2022 |
| 56 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 15 | 2022 |
| 57 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 16 | 2022 |
| 58 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 17 | 2022 |
| 59 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 18 | 2022 |
| 60 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20 | 2022 |
| 61 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 21 | 2022 |
| 62 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 1 | 2022 |

| №№ | Адрес МКД | Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту |
|-----|---|---|
| 63 | обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Левобережье, ул. Павлова, д. 22 | 2022 |
| 64 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 79 | 2022 |
| 65 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Октябрьская, д. 61 | 2022 |
| 66 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, ул. 40 лет Победы, д. 20 | 2022 |
| 67 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, ул. Верхнефилатовская, д. 5а | 2022 |
| 68 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 9 | 2022 |
| 69 | обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Заводская, д. 2 | 2022 |
| 70 | обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Мира, д. 3 | 2022 |
| 71 | обл. Тюменская, г. Тобольск, пер. Сибирский, д. 7 | 2022 |
| 72 | обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Панин бугор, д. 15 | 2022 |
| 73 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Аптекарьская, д. 4 | 2022 |
| 74 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Зеленая, д. 102 | 2022 |
| 75 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Семена Ремезова, д. 64А | 2022 |
| 76 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Трудовая 3-я, д. 13 | 2022 |
| 77 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Трудовая 3-я, д. 3 | 2022 |
| 78 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 36 | 2023 |
| 79 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 45 | 2023 |
| 80 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 67 | 2023 |
| 81 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 69 | 2023 |
| 82 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 15, д. 4 | 2023 |
| 83 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3а, д. 4 | 2023 |
| 84 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 8 | 2023 |
| 85 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 3 | 2023 |
| 86 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 4 | 2023 |
| 87 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 29 | 2023 |
| 88 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34 | 2023 |
| 89 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 35 | 2023 |
| 90 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20 | 2023 |
| 91 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 22 | 2023 |
| 92 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 7 | 2023 |
| 93 | обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Нагорная, д. 4 | 2023 |
| 94 | обл. Тюменская, г. Тобольск, пер. Рощинский, д. 40 | 2023 |
| 95 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 43 | 2023 |
| 96 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 62е | 2023 |
| 97 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Радищева, д. 1 | 2023 |
| 98 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Свердлова, д. 26 | 2023 |
| 99 | обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Семена Ремезова, д. 54 | 2023 |
| 100 | обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, ул. Станционная, д. 1 | 2023 |
| 101 | обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Мира, д. 3 | 2023 |

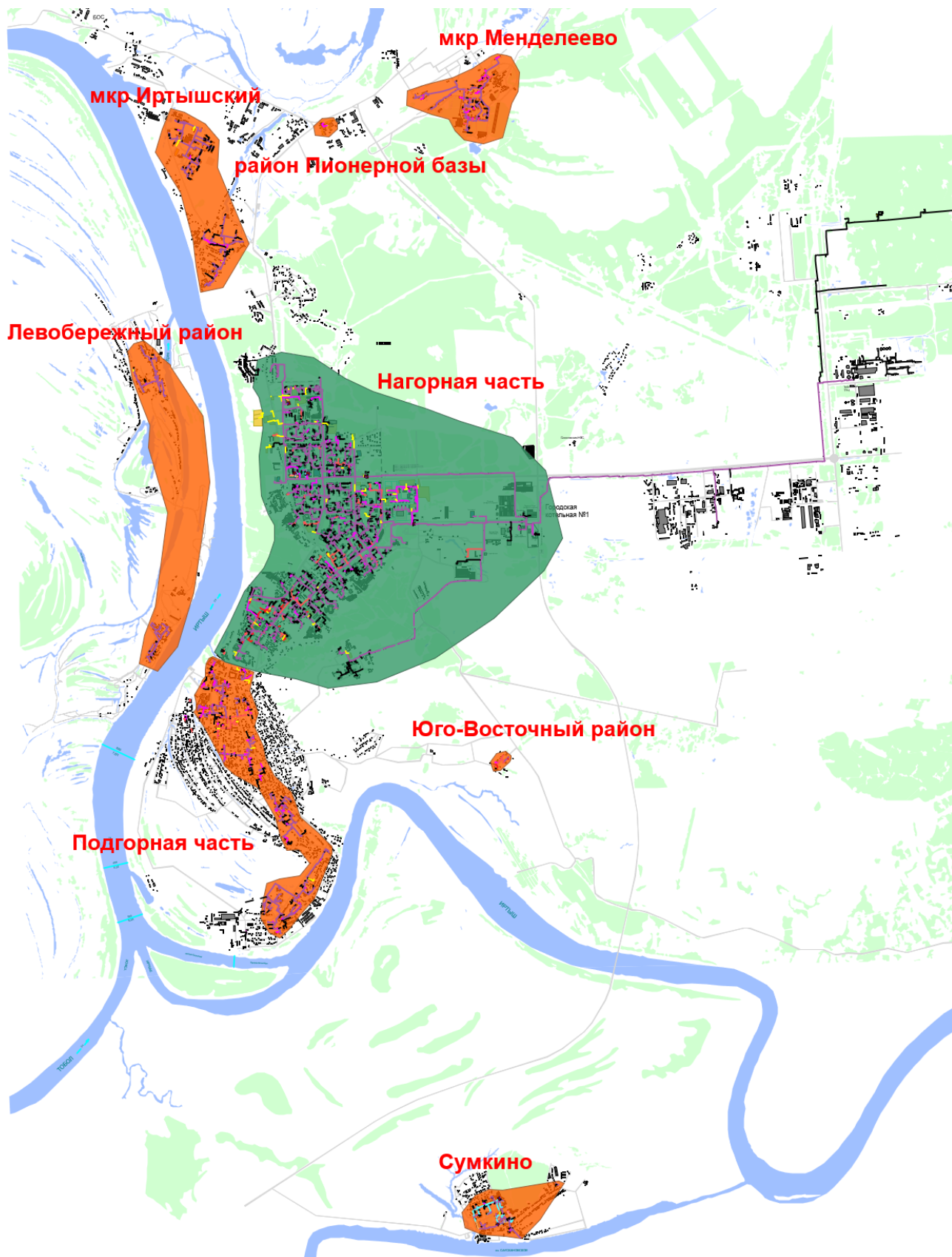


Рисунок 24. Основные районы города Тобольска

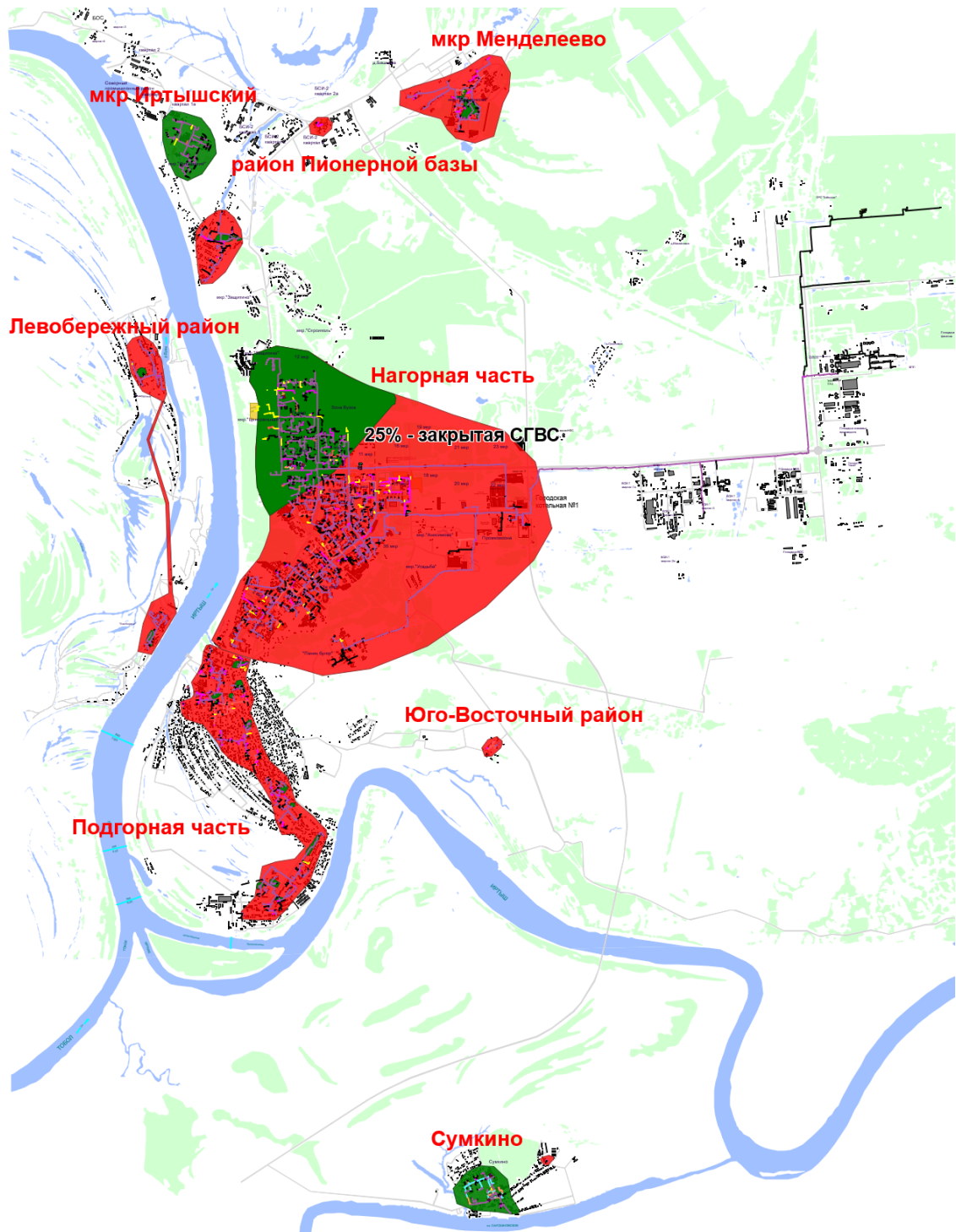


Рисунок 25. Районы с открытой системой горячего водоснабжения выделены красной заливкой, с закрытой системой горячего водоснабжения – зеленой заливкой

Основные преимущества открытых систем:

- простота и невысокая стоимость тепловых пунктов за счет применения несложных и надежных конструкций элеваторных узлов и регуляторов температуры горячей воды, при отсутствии необходимости установки на внутридомовых системах ГВС циркуляционных насосов;
- утилизация низкопотенциального тепла на ЭТПГ для подогрева подпиточной воды;
- сокращение затрат электроэнергии на транспорт тепла за счет отбора горячей воды из обратной магистрали;

- возможность бесперебойной подачи горячей воды потребителям по одному из трубопроводов при плановом или аварийном ремонте другого;
- резервирование водоснабжения потребителя в случае аварии на водопроводе.

К недостаткам открытых систем относятся:

- активная кислородная коррозия внутренних поверхностей трубопроводов;
- значительные затраты на подготовку теплоносителя (химически очищенную воду), который при данной схеме является постоянно расходуемым;
- неустойчивый гидравлический режим работы системы теплоснабжения;
- возможность при недостаточно тщательной обработке воды появления цветности в разбираемой воде, а в случае присоединения радиаторных систем отопления к тепловым сетям через смесительные узлы еще и возможность загрязнения воды и появления в ней запаха вследствие отложения в радиаторах осадков и развития в них особых бактерий;
- усложнение контроля за плотностью системы, поскольку в открытых системах количество подпиточной воды не характеризует величину утечки воды из системы;
- опасность опорожнения системы при неисправности ВПУ.

К основным преимуществам закрытых систем относятся:

- повышение надежности и качества теплоснабжения на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей города;
- создание организационно-технические условий для реализации механизма расчетов потребителей за фактически потребленную тепловую энергию и горячую воду;
- создание условий для реализации энергосберегающих мероприятий в системе теплоснабжения города;
- сокращение производства химически очищенной воды, потребляемой в настоящее время на нужды горячего водоснабжения;
- снижение объемов теплопотребления абонентами за счет автоматического регулирования температуры в системе отопления в зависимости от температуры окружающего воздуха;
- высокое качество горячей воды, благодаря изолированности контура ГВС от тепловой сети и системы отопления;
- простота санитарного контроля качества ГВС;
- возможность контроля герметичности системы теплоснабжения по величине подпитки.

Недостатки закрытых систем:

- коррозия внутренних поверхностей оборудования и стальных трубопроводов ГВС при отсутствии в тепловых пунктах водоподготовки;
- снижение эффективности выработки электроэнергии на ЭТПГ при переводе встроенных пучков конденсаторов с подпиточной на сетевую воду;
- повышенный расход сетевой воды, особенно при использовании одноступенчатой параллельной схемы присоединения водоподогревателей в ИТП;
- высокие единовременные затраты на ИТП и текущие расходы на их обслуживание;
- необходимость установки в ИТП циркуляционных насосов для внутримдомовых систем ГВС;
- невозможность получения и подачи горячей воды потребителям при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- отсутствие резервирования водоснабжения потребителя в случае аварии на водопроводе.

Основными целями закрытия ГВС являются улучшение качества горячего водоснабжения и повышение энергоэффективности теплопотребления. Первая цель достигается приготовлением горячей воды в теплообменных аппаратах, устанавливаемых на источниках, центральных и

индивидуальных тепловых пунктах. Повышение энергоэффективности обеспечивается применением у потребителей автоматизированного регулирования отпуска и потребления тепловой энергии и горячей воды. Выбор варианта закрытия ГВС зависит от принятых проектных схем присоединения теплопотребляющих установок потребителей, тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию, а также на ГВС, способа и графика регулирования отпуска тепла, наличия помещений для ИТП.

В рамках разработки Схемы теплоснабжения города Тобольска рассмотрены два варианта.

Вариант 1 (основной вариант)

| |
|--|
| <p>Модель для Нагорной части, Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</p> |
| <p style="text-align: center;">переход на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области</p> <p style="text-align: center;">использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> <p style="text-align: center;">использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями)</p> |

Вариант 2

| | |
|--|---|
| <p>Модель для Нагорной части города</p> | <p>Модель для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</p> |
| <p>комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>строительство центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения. Вариант предусматривает сохранение</p> | <p>переход на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области</p> <p style="text-align: center;">использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> |

| | |
|---|---|
| существующих ЦТП 1, 2 в п. Сумкино, ЦТП 5.1, 5.2 в мкр. 7 | использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями) |
|---|---|

Разница между первым и вторым вариантами в реализации перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города.

Первый вариант – модель для Нагорной части города и для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино – **переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант).**

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 25% многоквартирных домов в Нагорной части подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 18% многоквартирных домов в Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Левобережного района и п. Сумкино подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

При этом новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

При реализации данного варианта рекомендуется устанавливать ИТП:

- по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

- по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.
2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).
3. Циркуляционные насосы.
4. Циркуляционно-повысительные насосы.
5. Клапаны с электроприводом.
6. Шкафы управления ГВС.
7. Запорная арматура, термодары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

На стадии ПИР необходимо выполнить натурное обследование – осмотр подвалов на определение технической возможности установки теплообменного оборудования.

Также рекомендуется разработать оптимальный режим работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур, выполнить гидравлический расчет с учетом перевода на закрытую систему горячего водоснабжения.

В Подгорной части города есть многоквартирные дома, где стояки системы ГВС подключены к системе отопления дома. Работа котельных Подгорной части города осуществляется только в отопительный период.

В многоквартирных домах, в подвалах которых отсутствует возможность установки теплообменного оборудования, рекомендуется использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме.

В рамках реализации использования открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме рекомендуется произвести установку клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП потребителей (при отсутствии).

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

Часть потребителей города самостоятельно предусмотрели оборудование своих квартир индивидуальными электрическими накопительными либо проточными водонагревателями (переход на автономную систему горячего водоснабжения).

Преимущества варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- возможность регулировки температуры – используя водонагреватель в летний период, можно нагреть воду до 40°, что позволит сэкономить затраты электрической энергии;
- отсутствие зависимости от ресурсоснабжающей организации в части обеспечения бесперебойного горячего водоснабжения, а также периодических отключений по обслуживанию или ремонту системы;
- экономия энергетических ресурсов за счет экономии расхода потребления воды на нужды потребителя.

Недостатки варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- существенные затраты потребителя горячего водоснабжения на приобретение водонагревателей;
- в случае технических неполадок водонагревателя отсутствие горячего водоснабжения у потребителя и возникновение затрат на ремонт за счет собственника жилого помещения.

При реализации варианта на автономную систему горячего водоснабжения полотенцесушители останутся подключенными к системе отопления.

Рекомендуется запланировать обследование существующих сетей электроснабжения, ВРУ, подстанций города Тобольска, проанализировать их техническое состояние: мониторинг жалоб, сбой поставки электроэнергии. Необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения города Тобольска.

Органам местного самоуправления рекомендуется рассмотреть субсидирование на установку индивидуальных водонагревателей для льготной категории населения города Тобольска.

Рекомендуется рассмотреть круглогодичную работу котельных, работающих по закрытой системе ГВС, в рамках реализации технического перевооружения котельных.

Оценка стоимости реализации модели первого варианта

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

Стоимость капитального ремонта за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта). Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁴.

¹⁴ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

Второй вариант – модель для Нагорной части города – **комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения.**

Модель предусматривает строительство центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения (табл. 94).

Вариант предусматривает модернизацию существующих ЦТП 5.1, 5.2 в 7 мкр., модернизацию существующих ЦТП 1, 2 в 7а мкр. с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования, а также модернизацию ПНС № 1 с установкой энергоэффективного оборудования. Таким образом, от существующих ЦТП и ПНС будет возможность перехода на закрытую систему посредством строительства сетей горячего водоснабжения до близлежащих многоквартирных домов в 7 и 7а мкр.

Таблица 94

Необходимая протяженность внутриквартальных сетей горячего водоснабжения в разбивке по микрорайонам Нагорной части города

| № п/п | Наименование микрорайона | Источник ГВС | Протяженность сетей ГВС в двухтрубном исчислении, км ¹⁵ |
|-----------------------|--------------------------|-------------------------------|--|
| Нагорная часть | | | |
| 1 | 1 мкр-н | от перспективного ЦТП | 5,82 |
| 2 | 2 мкр-н | от существующей ПНС №1 | 7,62 |
| 3 | 3 мкр-н | от существующей ПНС №1 | 3,56 |
| 4 | 3 А мкр-н | от перспективного ЦТП | 7,75 |
| 5 | 3 Б мкр-н | от перспективного ЦТП | 1,79 |
| 6 | 4 мкр-н | от перспективного ЦТП | 7,34 |
| 7 | 6 мкр-н | от перспективного ЦТП | 4,81 |
| 8 | 7 мкр-н | от существующих ЦТП-5.1 и 5.2 | 5,40 |
| 9 | 7 А мкр-н | от перспективного ЦТП | 4,36 |
| | | от существующего ЦТП-1 | 1,16 |
| | | от существующего ЦТП-2 | 1,15 |
| 10 | 8 мкр-н | от перспективного ЦТП | 5,23 |
| 11 | 9 мкр-н | от перспективного ЦТП | 5,57 |
| 12 | 10 мкр-н | от перспективного ЦТП | 9,06 |
| Итого: | | | 70,62 |

При размещении ЦТП необходимо учесть:

- деление Нагорной части г. Тобольска на микрорайоны;
- присоединение ЦТП к магистральным тепловым сетям с использованием существующих трубопроводов, учитывая их пропускную способность;
- радиус обслуживания не более 1 000 м;
- трассировку вновь проектируемых внутриквартальных сетей по возможности должна повторять трассировку существующих;
- кадастровую возможность отведения земельного участка для установки нового ЦТП в микрорайоне города.

В ЦТП размещается оборудование, арматура, приборы контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

¹⁵ Протяженность сетей ГВС указано оценочно, подлежит корректировке на стадии ПИР

– преобразование параметров теплоносителя в пластинчатых теплообменниках системы ГВС;

– контроль параметров теплоносителя;

– учет тепловых нагрузок, расходов теплоносителя и холодной воды на приборах учета, водосчетчиках.

– регулирование расхода теплоты и регулирование по системам теплоснабжения клапанами регулирующими и балансировочными, корректирующими насосами, защита систем от возможных гидравлических ударов предохранительными клапанами;

– водоподготовка посредством обработки воды систем ГВС (в активаторе звукоэлектромагнитном и сепараторе Flamcovent).

При строительстве ЦТП предусмотреть регулирование эксплуатационных параметров в режиме автоматического управления, обеспечение технологической защиты и сигнализации, мониторинг работы технологического оборудования, включения оборудования в работу при восстановлении электроснабжения объекта после сбоев.

Система должна обеспечивать непрерывный контроль следующих технологических параметров:

а) давления, расхода, температуры теплоносителя и горячей воды;

б) рабочей частоты и рабочего тока электродвигателей насосов, управляемых частотными преобразователями;

в) состояния исполнительных механизмов;

г) состояния электроснабжения.

В рассматриваемом варианте предусматривается подземная бесканальная прокладка теплоизоляционных труб ИЗОКОМ заводской готовности.

Кроме того, данным вариантом переход на закрытую схему ГВС предусматривается установка индивидуальных тепловых пунктов по зависимой схеме присоединения к системе отопления, с теплообменниками ГВС, с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха в подвалах многоквартирных домов, к которым перекладка внутриквартальных тепловых сетей в четырехтрубном исполнении нецелесообразна.

Рекомендуется устанавливать ИТП:

– по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

– по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.

2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).

3. Циркуляционные насосы.

4. Циркуляционно-повысительные насосы.

5. Клапаны с электроприводом.

6. Шкафы управления ГВС.

7. Запорная арматура, терморпары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части второго варианта

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части города второго варианта представлена в таблице 95.

Таблица 95

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части второго варианта

| № п\п | Наименование мкр. | Необходимое строительство/ модернизация ЦТП | Затраты на реализацию мероприятий в части строительства/ модернизации ЦТП (в ценах 2021 г.), тыс. руб. | Затраты на реализацию мероприятий в части строительства сетей ГВС (в ценах 2021 г.), тыс. руб. | Затраты на реализацию мероприятий ВСЕГО (в ценах 2021 г.), тыс. руб. |
|-----------------------|-------------------|--|--|--|--|
| Нагорная часть | | | | | |
| 1 | 1 мкр-н | строительство ЦТП | 1 442 | 90 563 | 92 006 |
| 2 | 2 мкр-н | модернизация ПНС №1 с установкой энергоэффективного оборудования | 2 098 | 118 573 | 120 670 |
| 3 | 3 мкр-н | | | 55 396 | 55 396 |
| 4 | 3 А мкр-н | строительство ЦТП | 1 704 | 120 596 | 122 300 |
| 5 | 3 Б мкр-н | строительство ЦТП | 1 573 | 27 854 | 29 427 |
| 6 | 4 мкр-н | строительство ЦТП | 1 967 | 114 216 | 116 182 |
| 7 | 6 мкр-н | строительство ЦТП | 1 835 | 74 847 | 76 683 |
| 8 | 7 мкр-н | модернизация ЦТП-5.1 и 5.2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования | 1 704 | 84 028 | 85 732 |
| 9 | 7 А мкр-н | строительство ЦТП | 1 573 | 67 845 | 69 418 |
| | | модернизация ЦТП-1 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования | 1 442 | 18 050 | 19 493 |
| | | модернизация ЦТП-2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования | 1 442 | 17 895 | 19 337 |
| 10 | 8 мкр-н | строительство ЦТП | 1 704 | 81 383 | 83 087 |
| 11 | 9 мкр-н | строительство ЦТП | 1 770 | 86 673 | 88 443 |
| 12 | 10 мкр-н | строительство ЦТП | 1 704 | 140 980 | 142 685 |
| Итого: | | | 21 959 | 1 098 899 | 1 120 858 |

Стоимость работ по капитальному ремонту предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁶.

Второй вариант – модель для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино – **переход на закрытую систему горячего водоснабжения.**

¹⁶ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

Модель дублирует описание первого варианта для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино.

Модель предусматривает переход на закрытую систему горячего водоснабжения посредством использования ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 18% многоквартирных домов в Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Левобережного района и п. Сумкино подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время в Подгорной части города есть многоквартирные дома, где стояки системы ГВС подключены к системе отопления дома. В результате этого, работа котельных Подгорной части города осуществляется только в отопительный период.

При этом новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

Не представлен вариант с автономными системами ГВС (установка электродкотлов, водонагревателей, разводка системы ГВС, где отсутствует). Большинство работ по капитальному ремонту не предусматривали установку электронагревателей, оборудование систем ГВС. Как в этом случае будет осуществляться перевод на закрытую систему ГВС? Назрел вопрос работы котельных круглогодично.

При реализации данного варианта рекомендуется устанавливать ИТП:

- по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

- по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.
2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).
3. Циркуляционные насосы.
4. Циркуляционно-повысительные насосы.
5. Клапаны с электроприводом.
6. Шкафы управления ГВС.
7. Запорная арматура, терморпары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

На стадии ПИР необходимо выполнить осмотр подвалов на определение технической возможности установки теплообменного оборудования.

Также рекомендуется разработать оптимальный режим работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур, выполнить гидравлический расчет с учетом перевода на закрытую систему горячего водоснабжения.

Для многоквартирных домов Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино, в подвалах которых отсутствует возможность установки теплообменного оборудования, рекомендовано использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме.

В рамках реализации использования открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино рекомендуется произвести установку клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП потребителей (при отсутствии).

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино определяются в рамках Производственной программы.

При этом, часть потребителей Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино самостоятельно предусмотрели оборудование своих квартир индивидуальными электрическими накопительными либо проточными водонагревателями (переход на автономную систему горячего водоснабжения).

Преимущества варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- возможность регулировки температуры – используя водонагреватель в летний период, можно нагреть воду до 40°, что позволит сэкономить затраты электрической энергии;
- отсутствие зависимости от ресурсоснабжающей организации в части обеспечения бесперебойного горячего водоснабжения, а также периодических отключений по обслуживанию или ремонту системы;
- экономия энергетических ресурсов за счет экономии расхода потребления воды на нужды потребителя.

Недостатки варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- существенные затраты потребителя горячего водоснабжения на приобретение водонагревателей;
- в случае технических неполадок водонагревателя отсутствие горячего водоснабжения у потребителя и возникновение затрат на ремонт за счет собственника жилого помещения.

При реализации варианта на автономную систему горячего водоснабжения полотенцесушители останутся подключенными к системе отопления.

Рекомендуется запланировать обследование существующих сетей электроснабжения, ВРУ, подстанций города Тобольска, проанализировать их техническое состояние: мониторинг жалоб, сбой поставки электроэнергии. Необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения города Тобольска.

Органам местного самоуправления рекомендуется рассмотреть субсидирование на установку индивидуальных водонагревателей для льготной категории населения города Тобольска.

Рекомендуется рассмотреть круглогодичную работу котельных, работающих по закрытой системе ГВС, в рамках реализации технического перевооружения котельных.

Оценка стоимости реализации модели для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино второго варианта

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

Стоимость работ по капитальному ремонту предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁷.

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

При реализации любого из вариантов необходимо предусмотреть внедрение частотного регулирования электропривода насосных агрегатов, установленных на ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 и ГК-1 в целях стабилизации гидравлического режима сети, в рамках запланированной модернизации.

9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», регулирование отпуска теплоты от источников тепловой энергии предусматривается качественное, по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения согласно графику изменения температуры воды, в зависимости от температуры наружного воздуха.

Вид регулирования отпуска тепловой энергии на всех котельных – качественный. Изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разработка оптимальных графиков регулирования производится в три этапа.

На первом этапе корректируется температурный график качественного регулирования по отопительной нагрузке у совокупности потребителей в соответствии с соотношением фактической и договорной нагрузки и определяются параметры температур теплоносителей в точке излома графика регулирования при $t_1 \text{ изл} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$. Расчетный расход сетевой воды остается неизменным, равным значению по режимной карте.

На втором этапе разрабатывается график регулирования для совокупности потребителей по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Исходным параметром для расчета является типичная для района относительная нагрузка горячего водоснабжения, равная отношению фактических значений регулируемых нагрузок.

С учетом суточной неравномерности потребления горячей воды при расчете температурного графика принимают так называемую балансовую нагрузку ГВС (Е. Я. Соколов Теплофикация и тепловые сети. М.: Изд. МЭИ, 2001).

На третьем этапе разрабатывается график регулирования теплоотпуска на коллекторах источника с учетом падения температур теплоносителя вследствие потерь тепловой мощности в подающих и обратных теплопроводах тепловой сети. В балансах сетевой воды учитывается циркуляционный расход для компенсации тепловых потерь в сетях ГВС после тепловых пунктов.

Таким образом, при пересмотре температурных графиков рекомендуется придерживаться следующего порядка:

1. Уточнение и согласование с потребителями (ТСЖ, УК, ЮЛ, ФЛ и др.) значений фактических тепловых нагрузок. Проведение при необходимости энергетического обследования объектов с составлением энергетического паспорта.

2. Заключение с потребителями новых договоров о теплоснабжении с указанием измененных нагрузок и параметров температурных графиков.

3. Разработка режимов регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источников по фактическим тепловым нагрузкам.

4. Утверждение температурных графиков и режимных карт должностными лицами ЕТО и

¹⁷ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

переход на регулирование по новым графикам.

9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям

Реконструкция тепловых сетей, при реализации одного из предлагаемых вариантов перехода на закрытую или автономную систему горячего водоснабжения, не требуется.

Это объясняется применением рациональных схем присоединения теплопотребляющих установок потребителей и оптимального сочетания центрального и местного автоматического регулирования по совместной нагрузке отопления и ГВС.

9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В настоящем разделе приводятся обобщенная оценка потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения по источникам тепловой энергии (табл. 96).

Стоимость ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено.

При реализации второго варианта на 2024-2025 гг. запланированы проектные и изыскательские работы, на 2026-2033 гг. – строительно-монтажные работы.

Основным вариантом перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для муниципального образования городской округ город Тобольск рекомендован первый вариант.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

Таблица 96

Мероприятия, направленные на переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения

| № п/п | Наименование мероприятия | Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет) | | | | | | | | | | Всего (2024-2040 гг.) без НДС, тыс. руб. |
|----------|--|--|-----------|------------|------------|------------|--------------------------|------------|------------|------------|------------|--|
| | | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | |
| | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | |
| 1 | Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) Использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области | 87 687,53 | 91 545,78 | 95 573,79 | 99 779,04 | 104 169,32 | 108 752,77 | 113 537,89 | 118 533,56 | 123 749,03 | 127 461,51 | 1 070 790,22 |
| 2 | Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города. Строительство (модернизация) центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения | 3 362,57 | 3 510,53 | 152 716,90 | 159 301,94 | 166 027,09 | 172 892,35 | 179 757,60 | 186 903,07 | 194 328,76 | 202 034,65 | 1 420 835,47 |

9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В настоящем разделе оценка экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения выполняется исходя из следующих предпосылок.

1. Снижение потребления тепловой энергии за счет автоматического регулирования температуры в системе отопления в зависимости от температуры окружающего воздуха в среднем на 14%.

2. Снижение потребления тепловой энергии приводит к снижению затрат на топливо в среднем на 25%.

3. Сокращение объемов подготовки химически очищенной воды, потребляемой в настоящее время на нужды горячего водоснабжения.

4. Внедрение частотного регулирования электропривода насосных агрегатов, установленных на ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 и ГК-1 позволит получить экономию электроэнергии в объеме не менее 30% от потребляемой.

5. Экономический эффект оценивается посредством расчета простого срока окупаемости.

Для первого и второго вариантов перехода на закрытую систему горячего водоснабжения определен простой срок окупаемости (табл. 97).

Таблица 97

Определение простого срока окупаемости в рамках реализации второго варианта

| Наименование варианта | Стоимость в ценах 2021 года без учета НДС, млн руб. | Простой срок окупаемости, лет |
|--|---|-------------------------------|
| Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) | 839,92 | 0 |
| Использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области (за счет капитального фонда) | | |
| Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города | 1 120,86 | 34 |
| Строительство (модернизация) центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения (за счет бюджетных средств) | | |

В рамках исследования вопроса о последствиях перехода от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе теплоснабжения, влияющих на экономику процесса, можно привести следующие факторы:

–изменение затрат на содержание тепловых сетей;
–изменение затрат на обслуживание вновь устанавливаемого оборудования в тепловых узлах потребителей;

–изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении для источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

–изменение амортизационных отчислений в составе необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций;

–изменение режима работы источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии в связи с сокращением расхода подпиточной воды и сокращением возможности использования низкопотенциальной тепловой энергии отборов турбоагрегатов для нагрева подпиточной воды.

Таким образом, перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы теплоснабжения в рамках второго варианта на территории г. Тобольска является экономически неэффективным. Чистая приведенная стоимость проекта по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения на прогнозный период, равный 10 годам, с учетом инвестиционной стадии проекта имеет отрицательное значение.

Основным вариантом перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для муниципального образования городской округ город Тобольск рекомендован первый вариант.

Описание изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части корректировки предложений по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения в соответствии с изменениями в законодательную базу.

Глава 10 Перспективные топливные балансы

10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования

На момент разработки Схемы теплоснабжения в качестве основного вида топлива котельными города Тобольска используется природный газ.

Расчет расхода основного вида топлива для каждого источника систем теплоснабжения, перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии, произведен в соответствии с:

- Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;

- Приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч. в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;

- СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Расчет по каждому источнику произведен на основании:

- фактических данных по характеристикам оборудования котельных;
- данных по фактическим удельным расходам топлива по каждому источнику за базовый период;
- прогнозных значений уровня установленной и располагаемой мощности источников тепловой энергии;
- прогнозных значений подключенной нагрузки потребителей по каждому источнику, включая нагрузку на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение.

В расчет принята максимальная температура воздуха переходного периода – 10 °С. В расчет принято снижение КПД котлов со сроком эксплуатации более 10 лет и увеличение расхода условного топлива.

В расчет приняты следующие параметры, влияющие на определение максимального часового расхода топлива:

- продолжительность отопительного периода – 241 день (8 мес.);
- расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года – минус 39 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,9 °С;
- температура потребляемой холодной воды в водопроводной сети в отопительный период – 5 °С;
- температура холодной воды в водопроводной сети в неотапливаемый период – 15 °С;
- максимальная температура воздуха переходного периода – 10 °С.

На перспективу до 2040 г. предусмотрено изменение среднего удельного расхода топлива для выработки тепловой энергии с учетом перспективных балансов тепловой мощности источников

тепловой энергии и тепловых нагрузок и предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Для ЭТПГ расход топлива определен по фактическим за 2022 год удельным расходам условного топлива (159,0 кг.у.т./Гкал).

Перспективные максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города Тобольска, представлены в таблице 98.

10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива проводятся в соответствии с приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч. в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

В связи с тем, что котельные г. Тобольска используют природный газ, поставляемый по газопроводам, емкости для нормативного эксплуатационного запаса топлива не предусматриваются и эксплуатационный запас не рассчитывается.

Норматив создания запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива, определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Неснижаемый нормативный запас топлива на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива, резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или исчерпании нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Нормативный эксплуатационный запас топлива необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

У АО «СУЭНКО» заключен договор с ООО «Лидер Групп» на поставку аварийного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Результаты расчета нормативов запаса топлива представлены в таблице 99.

Перспективный топливный баланс города Тобольска

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | |
|------------|--|--|----------------------|--------------|----------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|------|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | |
| 1 | Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,79 | 158,79 | 158,79 | 158,79 | 158,79 | 158,79 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 156,45 | 156,45 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 166,12 | 166,12 | 166,12 | 166,12 | 166,12 | 166,12 | 162,45 | 162,45 | 162,45 | 162,45 | 163,67 | 163,67 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 73,229 | 67,19 | 67,19 | 67,19 | 67,19 | 67,2 | 65,7 | 65,7 | 65,7 | 65,7 | 66,2 | 66,2 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 63,500 | 58,26 | 58,26 | 58,26 | 58,26 | 58,3 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,4 | 57,4 |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 20,71 | 20,71 | 20,71 | 20,71 | 20,71 | 20,71 | 20,25 | 20,25 | 20,25 | 20,25 | 20,40 | 20,40 | |
| | | | | м³/ч | 17,96 | 17,96 | 17,96 | 17,96 | 17,96 | 17,96 | 17,56 | 17,56 | 17,56 | 17,56 | 17,69 | 17,69 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | |
| м³/ч | 0,02 | | | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | | | |
| 2 | Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.2 | Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,29 | 158,29 | 158,29 | 158,29 | 158,29 | 158,29 | 158,29 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 172,18 | 172,30 | 171,87 | 171,44 | 171,03 | 171,03 | 171,03 | 167,79 | 167,79 | 167,79 | 167,79 | 167,79 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 1085,671 | 945,2 | 943,1 | 941,1 | 939,2 | 1014,8 | 1014,8 | 995,6 | 995,6 | 995,6 | 995,6 | 995,6 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | |
| | | | | тыс. м³ | 941,430 | 819,6 | 817,8 | 816,1 | 814,4 | 880,0 | 880,0 | 863,3 | 863,3 | 863,3 | 863,3 | 863,3 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 336,46 | 339,68 | 338,07 | 336,53 | 335,03 | 335,03 | 335,03 | 328,68 | 328,68 | 328,68 | 328,68 | 328,68 | |
| | | | | м³/ч | 291,75 | 294,55 | 293,16 | 291,82 | 290,52 | 290,52 | 290,52 | 285,01 | 285,01 | 285,01 | 285,01 | | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,34 | |
| м³/ч | 0,29 | | | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | | | |
| 3 | Котельная № 4, ул. Мира, 76 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.3 | Котельная № 4, ул. Мира, 76 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 157,91 | 157,91 | 157,91 | 157,91 | 157,91 | 159,48 | 159,48 | 159,48 | 159,48 | 155,28 | 155,28 | | |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | | |
|-------|--|--|----------------------|--------------|----------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|--------|---|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | | |
| | | | | | | м³/ч | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | | |
| 6 | Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.6 | Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 160,90 | 160,90 | 160,90 | 160,90 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 156,45 | - | - | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 163,78 | 163,78 | 163,78 | 163,78 | 158,06 | 158,06 | 158,06 | 158,06 | 158,06 | 159,25 | - | - | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 190,373 | 190,4 | 190,4 | 190,4 | 183,7 | 187,0 | 187,0 | 187,0 | 187,0 | 187,0 | 188,4 | - | - | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | - | - |
| | | | | тыс. м³ | 165,080 | 165,1 | 165,1 | 165,1 | 159,3 | 162,2 | 162,2 | 162,2 | 162,2 | 162,2 | 163,4 | - | - | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 84,85 | 84,85 | 84,85 | 84,85 | 81,89 | 81,89 | 81,89 | 81,89 | 81,89 | 81,89 | 82,50 | - | - | |
| | | | | м³/ч | 73,58 | 73,58 | 73,58 | 73,58 | 71,01 | 71,01 | 71,01 | 71,01 | 71,01 | 71,54 | - | - | | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | - | - |
| м³/ч | 0,08 | | | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | - | - | | |
| 7 | Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.7 | Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,68 | 158,68 | 158,68 | 158,68 | 158,68 | 160,26 | 160,26 | 160,26 | 160,26 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 173,97 | 173,97 | 173,97 | 173,97 | 173,97 | 175,71 | 175,71 | 175,71 | 175,71 | 170,25 | 170,25 | 170,25 | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 2238,989 | 2123,5 | 2123,5 | 2123,5 | 2123,5 | 2351,5 | 2351,5 | 2351,5 | 2351,5 | 2351,5 | 2278,4 | 2278,4 | 2278,4 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | |
| | | | | тыс. м³ | 1941,520 | 1841,4 | 1841,4 | 1841,4 | 1841,4 | 2039,1 | 2039,1 | 2039,1 | 2039,1 | 2039,1 | 1975,7 | 1975,7 | 1975,7 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 708,34 | 708,34 | 708,34 | 708,34 | 708,34 | 715,42 | 715,42 | 715,42 | 715,42 | 715,42 | 693,18 | 693,18 | 693,18 | |
| | | | | м³/ч | 614,23 | 614,23 | 614,23 | 614,23 | 614,23 | 620,37 | 620,37 | 620,37 | 620,37 | 620,37 | 601,09 | 601,09 | 601,09 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | 72,22 | 72,22 | 72,22 | 72,22 | 72,22 | 72,94 | 72,94 | 72,94 | 72,94 | 72,94 | 70,67 | 70,67 | 70,67 | |
| | | | | м³/ч | 62,62 | 62,62 | 62,62 | 62,62 | 62,62 | 63,25 | 63,25 | 63,25 | 63,25 | 63,25 | 61,28 | 61,28 | 61,28 | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 72,89 | 72,89 | 72,89 | 72,89 | 72,89 | 73,61 | 73,61 | 73,61 | 73,61 | 73,61 | 71,34 | 71,34 | 71,34 | |
| м³/ч | 63,20 | | | 63,20 | 63,20 | 63,20 | 63,20 | 63,83 | 63,83 | 63,83 | 63,83 | 63,83 | 61,86 | 61,86 | 61,86 | | | |
| 8 | Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.8 | Котельная № 10, ул. | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 159,17 | 159,17 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 156,45 | 156,45 | 156,45 | - | - | | |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | | |
|-------------|--|--|----------------------|--------------|----------|--------------------------|-----------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|--------|------|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | | |
| | | | | | | переходный | кг у.т./ч | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | - | - | - | - | - |
| | | | | м³/ч | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | - | - | - | - | - | - | | |
| 11 | Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.11 | Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 157,92 | 157,92 | 157,92 | 157,92 | 157,92 | 160,29 | 160,29 | 160,29 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 162,18 | 162,18 | 162,18 | 162,18 | 162,18 | 164,61 | 164,61 | 164,61 | 159,47 | 159,47 | 159,47 | 159,47 | 159,47 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 39,025 | 34,7 | 34,7 | 34,7 | 34,7 | 36,1 | 36,1 | 36,1 | 35,0 | 35,0 | 35,0 | 35,0 | 35,0 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 33,840 | 30,0 | 30,0 | 30,0 | 30,0 | 31,3 | 31,3 | 31,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 12,18 | 12,18 | 12,18 | 12,18 | 12,18 | 12,37 | 12,37 | 12,37 | 11,98 | 11,98 | 11,98 | 11,98 | 11,98 | |
| | | | | м³/ч | 10,57 | 10,57 | 10,57 | 10,57 | 10,57 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,39 | 10,39 | 10,39 | 10,39 | 10,39 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | |
| | | | | м³/ч | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | |
| 12 | Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.12 | Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 160,08 | 160,08 | 160,08 | 160,08 | 160,08 | 161,68 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 163,02 | 163,02 | 163,02 | 163,02 | 163,02 | 164,65 | 162,20 | 162,20 | 162,20 | 162,20 | 162,20 | 162,20 | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 1558,488 | 1538,2 | 1538,2 | 1538,2 | 1538,2 | 1582,1 | 2026,1 | 2026,1 | 2026,1 | 2026,1 | 2026,1 | 2026,1 | 2026,1 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | |
| | | | | тыс. м³ | 1351,430 | 1333,8 | 1333,8 | 1333,8 | 1333,8 | 1371,9 | 1756,9 | 1756,9 | 1756,9 | 1756,9 | 1756,9 | 1756,9 | 1756,9 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 576,09 | 576,09 | 576,09 | 576,09 | 576,09 | 581,85 | 760,21 | 760,21 | 760,21 | 760,21 | 760,21 | 760,21 | 760,21 | |
| | | | | м³/ч | 499,55 | 499,55 | 499,55 | 499,55 | 499,55 | 504,55 | 659,21 | 659,21 | 659,21 | 659,21 | 659,21 | 659,21 | | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | 0,68 | | |
| | | | | м³/ч | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,43 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | 0,59 | | | | |
| 13 | Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.13 | Котельная № 15, Левобережье, | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 155,87 | 155,87 | 155,87 | 157,43 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 156,06 | 156,06 | 156,06 | | | |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | | |
|-------|---|--|----------------------|--------------|----------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|--------|--------|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | | |
| | ул. Раздольная, 5в | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 176,52 | 176,52 | 176,52 | 178,29 | 175,85 | 175,85 | 175,85 | 175,85 | 175,85 | 176,73 | 176,73 | 176,73 | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 1043,601 | 959,6 | 959,6 | 969,2 | 956,0 | 1082,7 | 1082,7 | 1082,7 | 1082,7 | 1082,7 | 1088,1 | 1088,1 | 1088,1 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 904,950 | 832,1 | 832,1 | 840,5 | 829,0 | 938,8 | 938,8 | 938,8 | 938,8 | 938,8 | 938,8 | 943,5 | 943,5 | 943,5 |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 215,63 | 215,63 | 215,63 | 217,79 | 214,81 | 214,81 | 214,81 | 214,81 | 214,81 | 214,81 | 215,89 | 215,89 | 215,89 | 215,89 |
| | | | | м³/ч | 186,98 | 186,98 | 186,98 | 188,85 | 186,27 | 186,27 | 186,27 | 186,27 | 186,27 | 186,27 | 187,20 | 187,20 | 187,20 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 |
| | | м³/ч | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | |
| 14 | Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.14 | Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 164,10 | 164,10 | 164,10 | 164,10 | 164,10 | 169,03 | 169,03 | 169,03 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 192,97 | 192,97 | 192,97 | 192,97 | 192,97 | 198,76 | 198,76 | 198,76 | 182,60 | 182,60 | 182,60 | 182,60 | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 143,252 | 38,4 | 38,4 | 38,4 | 38,4 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 46,6 | 42,8 | 42,8 | 42,8 | 42,8 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 124,220 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 33,3 | 40,4 | 40,4 | 40,4 | 40,4 | 37,1 | 37,1 | 37,1 | 37,1 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 14,98 | 14,98 | 14,98 | 14,98 | 14,98 | 15,42 | 15,42 | 15,42 | 15,42 | 14,17 | 14,17 | 14,17 | 14,17 | |
| | | | | м³/ч | 12,99 | 12,99 | 12,99 | 12,99 | 12,99 | 13,38 | 13,38 | 13,38 | 12,29 | 12,29 | 12,29 | 12,29 | | |
| | | | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | переходный | кг у.т./ч | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | |
| м³/ч | 0,01 | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | |
| 15 | Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.15 | Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,28 | 158,28 | 158,28 | 158,28 | 160,66 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | 156,45 | 156,45 | | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 159,47 | 159,47 | 159,47 | 159,47 | 161,87 | 156,45 | 156,45 | 156,45 | 156,45 | 156,45 | 157,63 | 157,63 | | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 443,768 | 425,2 | 425,2 | 425,2 | 431,6 | 420,3 | 420,3 | 420,3 | 420,3 | 420,3 | 420,3 | 423,4 | 423,4 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 384,810 | 368,7 | 368,7 | 368,7 | 374,2 | 364,5 | 364,5 | 364,5 | 364,5 | 364,5 | 364,5 | 367,2 | 367,2 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 218,39 | 218,39 | 218,39 | 218,39 | 221,67 | 214,25 | 214,25 | 214,25 | 214,25 | 214,25 | 214,25 | 215,86 | 215,86 | |
| | | | | м³/ч | 189,38 | 189,38 | 189,38 | 189,38 | 192,22 | 185,79 | 185,79 | 185,79 | 185,79 | 185,79 | 185,79 | 187,18 | 187,18 | |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | |
|-------|---|--|----------------------|--------------|----------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|--------------------------|----------|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | |
| 1.18 | Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,65 | 158,65 | 158,65 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | 161,82 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 167,60 | 167,60 | 167,37 | 170,50 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 | 170,28 |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 5154,695 | 4772,8 | 4772,8 | 4868,3 | 4868,3 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 | 5122,8 |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 4469,850 | 4138,7 | 4138,7 | 4221,5 | 4221,5 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 | 4442,2 |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 2 009,94 | 2 009,94 | 2 004,74 | 2 039,71 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 | 2 034,75 |
| | | | | м³/ч | 1 742,90 | 1 742,90 | 1 738,39 | 1 768,72 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | 1 764,42 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | 213,02 | 213,02 | 212,47 | 216,18 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 | 215,65 |
| | | | | м³/ч | 184,72 | 184,72 | 184,24 | 187,46 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | 187,00 | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 214,99 | 214,99 | 214,44 | 218,14 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 | 217,61 |
| м³/ч | 186,43 | | | 186,43 | 185,95 | 189,16 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | 188,70 | | | |
| 19 | Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.19 | Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50 | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 159,55 | 159,55 | 159,55 | 161,14 | 161,14 | 161,14 | 161,14 | 161,14 | 164,36 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 169,84 | 169,84 | 169,84 | 171,37 | 171,37 | 171,37 | 171,37 | 171,37 | 174,80 | 165,14 | 165,14 | 165,14 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 7318,367 | 7371,6 | 7371,6 | 7439,1 | 7439,1 | 7911,4 | 7911,4 | 7911,4 | 7911,4 | 8069,6 | 7623,8 | 7623,8 | 7623,8 |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 6346,060 | 6392,2 | 6392,2 | 6450,7 | 6450,7 | 6860,3 | 6860,3 | 6860,3 | 6997,5 | 6610,9 | 6610,9 | 6610,9 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 2 441,98 | 2 441,98 | 2 441,98 | 2 461,96 | 2 461,96 | 2 461,96 | 2 461,96 | 2 461,96 | 2 511,20 | 2 372,46 | 2 372,46 | 2 372,46 | |
| | | | | м³/ч | 2 117,54 | 2 117,54 | 2 117,54 | 2 134,87 | 2 134,87 | 2 134,87 | 2 134,87 | 2 134,87 | 2 177,57 | 2 057,26 | 2 057,26 | 2 057,26 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | 209,91 | 209,91 | 209,91 | 211,63 | 211,63 | 211,63 | 211,63 | 211,63 | 215,86 | 203,93 | 203,93 | 203,93 | |
| | | | | м³/ч | 182,02 | 182,02 | 182,02 | 183,51 | 183,51 | 183,51 | 183,51 | 183,51 | 187,18 | 176,84 | 176,84 | 176,84 | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 212,32 | 212,32 | 212,32 | 214,04 | 214,04 | 214,04 | 214,04 | 214,04 | 218,27 | 206,34 | 206,34 | 206,34 | |
| м³/ч | 184,11 | | | 184,11 | 184,11 | 185,60 | 185,60 | 185,60 | 185,60 | 185,60 | 189,27 | 178,93 | 178,93 | 178,93 | | | |
| 20 | Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.20 | Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 162,74 | 162,74 | 162,74 | 162,74 | 162,74 | 162,74 | 165,19 | 165,19 | 165,19 | 155,28 | 155,28 | 155,28 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 165,67 | 165,67 | 165,67 | 165,67 | 165,67 | 165,67 | 168,16 | 168,16 | 168,16 | 158,08 | 158,08 | 158,08 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 26,997 | 24,6 | 24,6 | 24,6 | 24,6 | 25,1 | 25,4 | 25,4 | 25,4 | 23,9 | 23,9 | 23,9 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | |
| | | | | тыс. м³ | 23,410 | 21,3 | 21,3 | 21,3 | 21,3 | 21,7 | 22,1 | 22,1 | 22,1 | 20,7 | 20,7 | 20,7 | |

| № п/п | Наименование источника | Вид расхода топлива | Вид топлива / Период | Ед. изм. | 2023 г. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | |
|-------------|-----------------------------|--|----------------------|--------------|-----------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------------|-------|
| | | | | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. | |
| | | | | | | м³/ч | 94,79 | 94,79 | 94,79 | 97,64 | 97,64 | 97,64 | 97,64 | 97,64 | 97,64 | 97,64 | 97,64 |
| | | максимальный часовой расход | летний | кг у.т./ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | | м³/ч | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | - | - | |
| | | | | м³/ч | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | - | - | |
| 18 | Итого город Тобольск | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.18 | Итого город Тобольск | удельный расход топлива (на выработку) | природный газ | кг у.т./Гкал | 158,8 | 158,7 | 158,7 | 159,7 | 159,6 | 160,0 | 159,3 | 159,3 | 160,0 | 157,3 | 156,5 | 156,5 | |
| | | удельный расход топлива (на отпуск) | природный газ | кг у.т./Гкал | 169,0 | 169,0 | 168,8 | 169,9 | 169,7 | 170,1 | 169,7 | 169,6 | 170,4 | 167,4 | 167,0 | 167,0 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 28 264,5 | 28 132,2 | 28 115,1 | 28 296,2 | 28 276,5 | 30 091,1 | 29 750,6 | 29 737,0 | 29 881,8 | 29 361,8 | 29 472,5 | 29 472,5 | |
| | | | | тыс. м³ | 24 509,3 | 24 394,6 | 24 379,8 | 24 536,9 | 24 519,7 | 26 093,2 | 25 798,0 | 25 786,2 | 25 911,8 | 25 460,8 | 25 556,9 | 25 556,9 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 17 | 17 | |
| | | | | м³/ч | 133,77 | 409,44 | 356,58 | 440,91 | 389,51 | 436,66 | 755,86 | 746,83 | 842,76 | 497,63 | 607,24 | 607,24 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | 1 795,60 | 1 825,37 | 1 820,64 | 1 828,18 | 1 823,59 | 1 827,80 | 1 766,91 | 1 766,11 | 1 774,69 | 1 743,82 | 1 574,75 | 1 574,75 | |
| | | | | м³/ч | 1 557,04 | 1 582,85 | 1 578,75 | 1 585,29 | 1 581,31 | 1 584,96 | 1 532,16 | 1 531,47 | 1 538,90 | 1 512,14 | 1 365,53 | 1 365,53 | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 1 815,50 | 1 845,53 | 1 840,77 | 1 848,27 | 1 843,64 | 1 847,86 | 1 786,35 | 1 785,55 | 1 794,12 | 1 763,26 | 1 592,35 | 1 592,35 | |
| | | | | м³/ч | 1 574,30 | 1 600,34 | 1 596,21 | 1 602,71 | 1 598,70 | 1 602,36 | 1 549,02 | 1 548,32 | 1 555,76 | 1 528,99 | 1 380,79 | 1 380,79 | |
| | | 26 | ЭТПГ | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.26 | ЭТПГ | удельный расход топлива | природный газ | кг у.т./Гкал | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | |
| | | годовой расход | газ | т у.т. | 239614,5 | 243454,8 | 246854,0 | 249459,6 | 251811,0 | 276773,5 | 278190,5 | 279607,6 | 281024,7 | 282441,7 | 283858,8 | 283858,8 | |
| | | | | калорийность | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 | 8110 |
| | | | | тыс. м³ | 207779,7 | 211109,8 | 214057,4 | 216316,8 | 218355,8 | 240001,8 | 241230,6 | 242459,4 | 243688,2 | 244917,0 | 246145,8 | 246145,8 | |
| | | максимальный часовой расход | зимний | кг у.т./ч | 68 071,05 | 68 989,63 | 69 770,94 | 70 351,13 | 70 879,95 | 71 408,76 | 71 775,75 | 72 142,73 | 72 509,72 | 72 876,70 | 73 243,69 | 73 243,69 | |
| | | | | м³/ч | 59 027,23 | 59 823,77 | 60 501,28 | 61 004,39 | 61 462,94 | 61 921,50 | 62 239,73 | 62 557,96 | 62 876,19 | 63 194,42 | 63 512,64 | 63 512,64 | |
| | | | летний | кг у.т./ч | 11 357,32 | 11 619,34 | 11 866,00 | 12 063,76 | 12 239,79 | 12 415,83 | 12 478,76 | 12 541,69 | 12 604,62 | 12 667,55 | 12 730,48 | 12 730,48 | |
| | | | | м³/ч | 9 848,40 | 10 075,61 | 10 289,50 | 10 460,99 | 10 613,63 | 10 766,28 | 10 820,85 | 10 875,42 | 10 929,99 | 10 984,56 | 11 039,13 | 11 039,13 | |
| | | | переходный | кг у.т./ч | 11 417,64 | 11 680,36 | 11 927,59 | 12 125,75 | 12 302,16 | 12 478,58 | 12 541,83 | 12 605,08 | 12 668,34 | 12 731,59 | 12 794,84 | 12 794,84 | |
| | | | | м³/ч | 9 900,71 | 10 128,53 | 10 342,91 | 10 514,74 | 10 667,72 | 10 820,69 | 10 875,54 | 10 930,39 | 10 985,24 | 11 040,09 | 11 094,94 | 11 094,94 | |

10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основным видом топлива, используемым на ЭТПГ и котельных города Тобольска, является природный газ. В качестве резервного топлива на котельных применяется дизельное топливо, на ЭТПГ мазут.

Возобновляемые источники энергии, в качестве топлива, не используются.

10.4 Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На момент разработки Схемы теплоснабжения в качестве основного вида топлива является природный газ, с теплотворной способностью – 8110 ккал/нм³.

10.5 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На момент разработки Схемы теплоснабжения основным видом топлива на территории города Тобольска является природный газ (100 %).

10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части прогнозной величины тепловых нагрузок, уровня потерь, потребления тепловой энергии на собственные нужды.

Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения

11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительный сезон, (R_n) рассчитывается по формуле:

$$R_n = \sum_{j=1}^{M_{no}} T_{jnp} / L,$$

где:

T_{jnp} – продолжительность (с учетом коэффициента K_v) j -ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах);

M_{no} – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

R_{pm} – продолжительность прекращения подачи тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, не затрагивающие отопительный сезон;

$R_p(1)$ – продолжительность прекращения подачи тепловой энергии, с выделением потребителей товаров и услуг 1 категории надежности. Для его расчета продолжительность j -ого прекращения определяется как максимальная из продолжительностей прекращений, зафиксированных у потребителей товаров и услуг только в отношении потребителей тепловой энергии, имеющих 1 категорию надежности.

В соответствии с СП 124.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

1. Интенсивность отказов элементов тепловой сети (ТС)

1.1. Интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации [9]:

$$\lambda = \lambda_{нач} \cdot (0,1 \cdot \tau^{экспл})^{\alpha-1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$$

где $\lambda_{нач}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$;

$\tau^{экспл}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет;

α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{экспл} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{экспл} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{экспл}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{экспл} > 17 \end{cases}$$

1.2. Интенсивность отказов одной единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА):

$$\lambda_{зра} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

2. Параметр потока отказов элементов ТС:

2.1. Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч},$$

где L - длина участка ТС, км;

2.2. Параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_{\text{зра}} = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

3. Среднее время до восстановления элементов ТС

3.1. Среднее время до восстановления участков ТС:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ч}$$

где: $L_{\text{сз}}$ - расстояние между секционирующими задвижками (СЗ), км;

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c для формулы 7, приведенные в табл. 100, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СП 124.13330.2012.

Расстояния $L_{\text{сз}}$ между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) и приниматься в соответствии с таблицей 101.

Таблица 100

Значения коэффициентов a, b, c в формуле (8)

| Коэффициент | a | b | c |
|-------------|------------------|------------------|-------------------|
| Значение | 2.91256074780734 | 20.8877641154199 | -1.87928919400643 |

Таблица 101

Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

| Диаметр теплопровода, м | Диаметр не изменяется | | Диаметр изменяется | |
|-------------------------|-----------------------|---|---|---|
| | ответвлений нет | ответвления есть | ответвлений нет | ответвления есть |
| до 0,4 | 1000 | непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м | непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м | непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м |
| от 0,4 до 0,6 | 1500 | непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м | непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м | непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м |
| от 0,6 до 0,9 | 3000 | непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м | непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м) | непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м) |

| Диаметр теплопровода, м | Диаметр не изменяется | | Диаметр изменяется | |
|-------------------------|-----------------------|---|---|---|
| | ответвлений нет | ответвления есть | ответвлений нет | ответвления есть |
| более 0,9 | 5000 | непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м | непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м) | непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м) |

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

3.2. Среднее время до восстановления ЗРА

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по формуле 8.

4. Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu = \frac{1}{z^B}, 1/\text{ч}$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1}$$

где N – число элементов ТС (участков и ЗРА).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-го элемента:

$$P_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot P_0$$

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000.

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

Для расчета вероятности безотказной работы систем теплоснабжения г. Тобольска от каждого источника определены основные расчетные пути до потребителя (табл. 102).

Расчетный путь для определения вероятности безотказной работы для резервируемых участков тепловых сетей от источников г. Тобольска (в существующем режиме циркуляции теплоносителя)

| Расчетный путь для оценки надежности ТС | |
|---|--------------------------------|
| Источник | Наиболее удаленный потребитель |
| | Наименование |
| Нагорная часть | |
| ЭТПГ | ГК-1 |
| Подгорная часть | |
| Котельная № 4 | Д/с № 12 |
| Котельная № 5 | ул. Семакова, 58 |
| Котельная № 6 | Ул. Зеленая, 101 |
| Котельная № 8 | ул. Ершова, 2 |
| Котельная № 10 | Декабристов, 40 |
| Котельная № 12 | ул. Гоголя, 41 |
| Котельная № 13 | ул. 1-я Трудовая, 39 |
| Котельная № 14 | ул. 1-я Луговая, 48 |
| Котельная № 17 | Пединститут, столовая |
| Котельная № 18 | ул. Ленина, 202 |
| Котельная № 24 | Детсад №5 "Голубок" |
| Котельная № 25 | ул. Декабристов, 10, Сайтов С. |
| Котельная № 27 | ул. Лермонтова, 7, АБК |
| Котельная № 29 | Базарная площадь, магазин |
| Котельная № 31 | Школа №1, мастерские |
| мкр. Иртышский | |
| Котельная № 3 | Верхнефилатовская, 1 |
| Котельная № 20 | ж/д №10, КХ «Расчет» |
| мкр. Менделеево | |
| Котельная № 22 | Эстетический центр |
| Район Юго-Восточный | |
| Котельная № 16 | ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г. |
| ТО Левобережье | |
| Котельная № 15 | ул. Левобережная, 48 |
| Котельная № 19 | ул. Калинина, 3 |
| п. Сумкино | |
| Котельная № 9 | ул. Заводская, 11 |
| Котельная № 11 | Ул. Водников, 3 |
| Котельная № 2 | ул. Октябрьская, 57 |
| Район Пионерной базы | |
| Котельная № 28 | Проходная МЧС |

Ниже рассмотрен расчет показателей надежности сетей теплоснабжения г. Тобольска.

ЭТПГ. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Тобольская ТЭЦ» и заканчивается «Уз. А», потребителем «Город» (рис. 26).

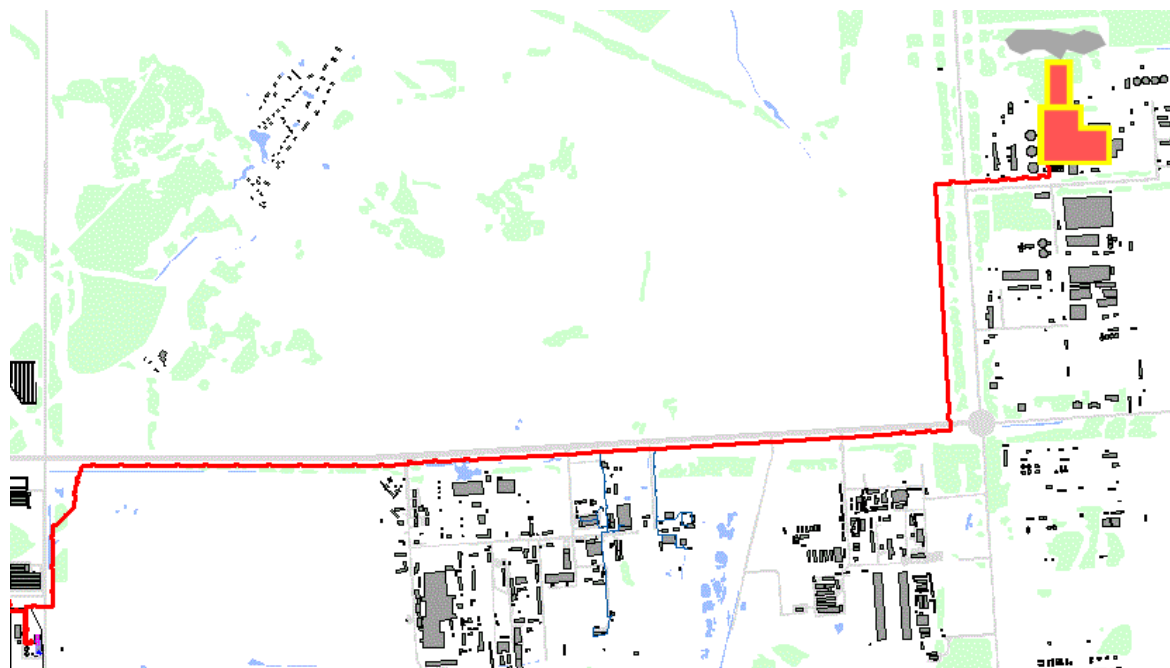


Рисунок 26. Трассировка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до ГК-1

В табл. 102 приведены данные расчета вероятности безотказной работы.

На рис. 27 представлена иллюстрация результатов расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о вероятности безотказной работы на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от ЭТПГ до ГК-1

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки и тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|---|--|-------------------------------|---|---|--|--|---|---|--|--|--|
| 1 | ЭТПГ | ТК-1 | 163,11 | 1 | 1000 | 1 | Надземная | 1987 | 150 | 3772,6542 | 26 | 0,3621 | 19 | 0,857 | 0 | 1792,01 |
| 2 | ТК-1 | Ду900 / Ду1000 | 2381,72 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 149,97 | 3768,8073 | 26 | 5,2875 | 19 | 0,819 | 0,03 | 1790,18 |
| 3 | Ду900 / Ду1000 | надз. / подз. | 9,4 | 0,902 | 902 | 1 | Надземная | 1987 | 149,53 | 3768,8073 | 26 | 0,0209 | 19 | 0,819 | 0,47 | 1790,18 |
| 4 | надз. / подз. | подз. / надз. | 54,8 | 0,902 | 902 | 1 | Подземная канальная | 1987 | 149,53 | 3768,7933 | 26 | 0,1217 | 19 | 0,819 | 0,47 | 1790,18 |
| 5 | подз. / надз. | П-2 | 47,91 | 0,902 | 902 | 1 | Надземная | 1987 | 149,52 | 3768,7116 | 26 | 0,1064 | 19 | 0,819 | 0,48 | 1790,14 |
| 6 | П-2 | П-2, Ду800 | 2,79 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 149,51 | 3768,6403 | 26 | 0,0062 | 19 | 0,819 | 0,49 | 1790,1 |
| 7 | П-2, Ду800 | П-3 | 594,97 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 149,51 | 3768,6361 | 26 | 1,3208 | 19 | 0,817 | 0,49 | 1790,1 |
| 8 | П-3 | Ду900 / Ду1000 | 18,92 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 149,41 | 3767,7501 | 26 | 0,042 | 19 | 0,817 | 0,59 | 1789,68 |
| 9 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 8,07 | 1 | 1000 | 1 | Подземная бесканальная | 2007 | 149,4 | 3767,7219 | 6 | 0,0081 | 19 | 0,817 | 0,6 | 1789,67 |
| 10 | Ду1000 / Ду900 | Ду900 / Ду1000 | 402,48 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,4 | 3767,7065 | 26 | 0,8935 | 19 | 0,816 | 0,6 | 1789,66 |
| 11 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 6,81 | 1 | 1000 | 1 | Подземная бесканальная | 2007 | 149,33 | 3767,1071 | 6 | 0,0068 | 19 | 0,816 | 0,67 | 1789,38 |
| 12 | Ду1000 / Ду900 | Ответвление на П-3а | 669,07 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,33 | 3767,0941 | 26 | 1,4853 | 19 | 0,814 | 0,67 | 1789,37 |
| 13 | Ответвление на П-3а | Ду900 / Ду1000 | 24,7 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,21 | 3744,4479 | 26 | 0,0548 | 19 | 0,814 | 0,79 | 1778,61 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм | Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм | Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм | Вид прокладки и тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|---|---|---|-------------------------------|---|---|--|--|---|---|--|--|--|
| 14 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 7,21 | 1 | 1000 | 1 | Подземная бесканальная | 2007 | 149,2 | 3744,4111 | 6 | 0,0072 | 19 | 0,814 | 0,8 | 1778,6 |
| 15 | Ду1000 / Ду900 | Ответвление на П-4 | 283,59 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,2 | 3744,3973 | 26 | 0,6296 | 19 | 0,807 | 0,8 | 1778,59 |
| 16 | Ответвление на П-4 | Ду900 / Ду1000 | 185,56 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,15 | 3697,4896 | 26 | 0,4119 | 19 | 0,804 | 0,85 | 1756,31 |
| 17 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 12,63 | 1 | 1000 | 1 | Подземная бесканальная | 2007 | 149,11 | 3697,2133 | 6 | 0,0126 | 19 | 0,804 | 0,89 | 1756,18 |
| 18 | Ду1000 / Ду900 | П-5 | 455,35 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,11 | 3697,1892 | 26 | 1,0109 | 19 | 0,803 | 0,89 | 1756,16 |
| 19 | П-5 | П-5, Ду800 | 2,76 | 0,902 | 902 | 0,804 | Надземная | 1987 | 149,03 | 3696,511 | 26 | 0,0061 | 19 | 0,803 | 0,97 | 1755,84 |
| 20 | П-5, Ду800 | Ду900 / Ду1000 | 515,4 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 149,03 | 3696,5069 | 26 | 1,1442 | 19 | 0,801 | 0,97 | 1755,84 |
| 21 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 564,88 | 1 | 1000 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,93 | 3695,7394 | 26 | 1,254 | 19 | 0,8 | 1,07 | 1755,48 |
| 22 | Ду1000 / Ду900 | Павильон | 1462,23 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,82 | 3694,6623 | 26 | 3,2462 | 19 | 0,787 | 1,18 | 1754,96 |
| 23 | Павильон | Павильон | 467,72 | 1 | 1000 | 1 | Надземная | 2006 | 148,55 | 3692,4846 | 7 | 0,4677 | 19 | 0,785 | 1,45 | 1753,93 |
| 24 | Павильон | Ду900 / Ду1000 | 62,39 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1995 | 148,5 | 3691,5964 | 18 | 0,0714 | 19 | 0,785 | 1,5 | 1753,51 |
| 25 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 41,43 | 1 | 1000 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,49 | 3691,5035 | 26 | 0,092 | 19 | 0,784 | 1,51 | 1753,46 |
| 26 | Ду1000 / Ду900 | Ду900 / Ду1000 | 305,79 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,48 | 3691,4245 | 26 | 0,6789 | 19 | 0,776 | 1,52 | 1753,43 |
| 27 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 39,18 | 1 | 1000 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,43 | 3690,9691 | 26 | 0,087 | 19 | 0,776 | 1,57 | 1753,21 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм | Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм | Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм | Вид прокладки и тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|---|---|---|-------------------------------|---|---|--|--|---|---|--|--|--|
| 28 | Ду1000 / Ду900 | Ду900 / Ду1000 | 173,93 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,42 | 3690,8944 | 26 | 0,3861 | 19 | 0,773 | 1,58 | 1753,17 |
| 29 | Ду900 / Ду1000 | Ду1000 / Ду900 | 34,74 | 1 | 1000 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,39 | 3690,6353 | 26 | 0,0771 | 19 | 0,773 | 1,61 | 1753,05 |
| 30 | Ду1000 / Ду900 | Ввод Уз. А | 63,66 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,38 | 3690,5691 | 26 | 0,1413 | 19 | 0,773 | 1,62 | 1753,02 |
| 31 | Ввод Уз. А | Уз. А, Ду800 №№ 3, 4 | 7,82 | 0,902 | 902 | 0,902 | Подвальная | 1987 | 148,37 | 3690,4743 | 26 | 0,0174 | 19 | 0,773 | 1,63 | 1752,98 |
| 32 | Уз. А, Ду800 №№ 3, 4 | ГК-1 | 269,98 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,37 | 3690,4626 | 26 | 0,5994 | 19 | 0,766 | 1,63 | 1752,97 |
| 33 | ГК-1 | Уз. А, Потребитель "Город" | 24,81 | 0,902 | 902 | 0,902 | Надземная | 1987 | 148,32 | 3690,0369 | 26 | 0,0551 | 19 | 0,766 | 1,68 | 1752,77 |

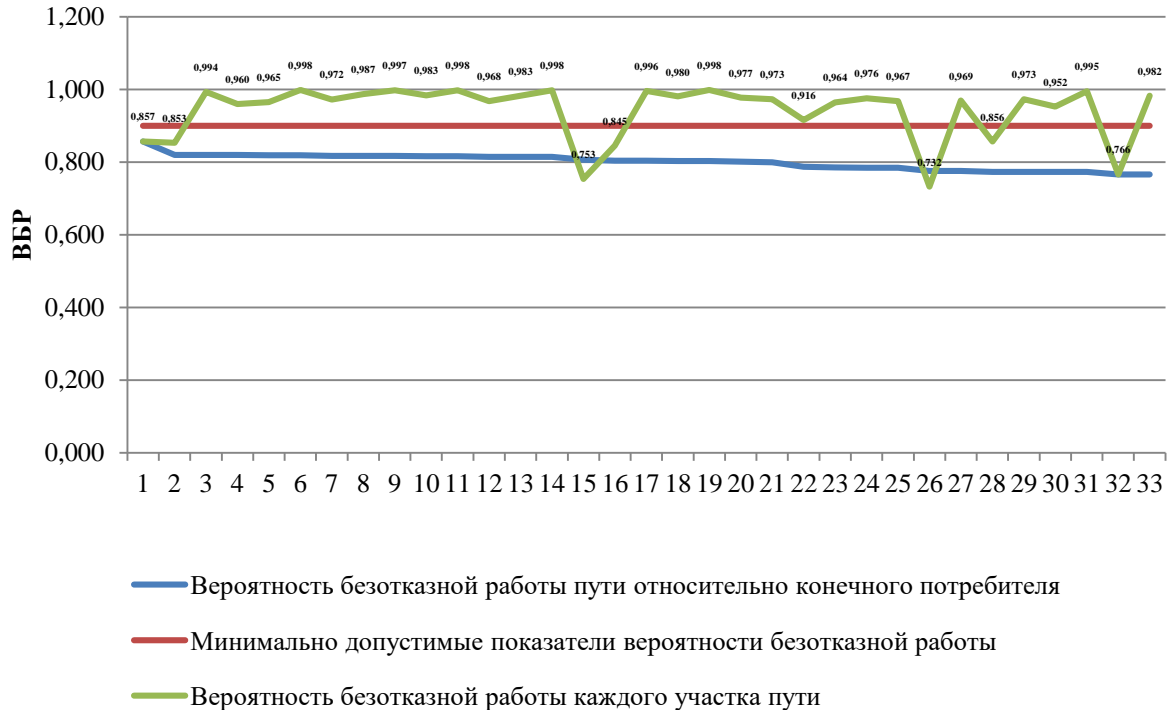


Рисунок 27. Вероятности безотказной работы относительно участка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до Уз. А, Потребитель «Город»

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных от тепловых камер указанного пути, на участках 1, 2, 15, 16, 26, 28, 32 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). В связи с чем требуется строительство резервного трубопровода для указанных участков тепловых сетей протяженностью 3,8 км.

Участки тепловых сетей: 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 27, 29, 30, 31, 33, имеющие срок службы более 20 лет (общая протяженность 5,1 км.), также снижают надежность системы теплоснабжения и в скором времени потребуются строительство резервных участков для данных тепловых сетей. Таким образом, для 8,9 км из 9,5 км магистральной сети от ТЭЦ до ГК-1 будет необходимо строительство резервных участков, в связи с этим целесообразно осуществить строительство резервной тепловой сети для всего магистрального трубопровода.

Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительной протяженности трубопровода, а также значительного срока службы сетей. Повышение средней вероятности безотказной работы тепловых сетей по расчетному пути от Тобольской ТЭЦ до ГК-1, а также повышение надежности работы всей системы теплоснабжения от ТЭЦ, можно обеспечить за счет:

- Вариант 1. Строительство резервной тепловой сети от ТЭЦ до ГК-1 общей протяженностью в двухтрубном исчислении 9,5 км.

- Вариант 2. Строительство реверсивного третьего трубопровода от ТЭЦ до ГК-1 общей протяженностью 9,5 км.

- Вариант 3. Строительство резервного источника теплоснабжения, установленной мощностью 80 МВт.

Котельная № 4. Участок тепловой сети начинается от камеры «Котельная № 4» и заканчивается потребителем «Детский сад № 12» (рис. 28).

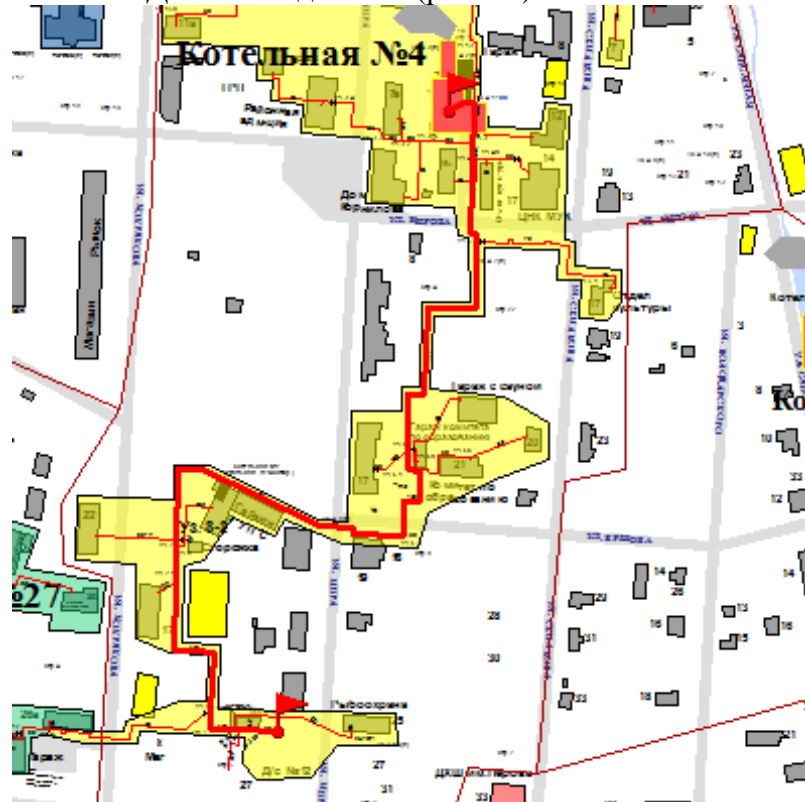


Рисунок 28. Трассировка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

В табл. 104 приведены данные расчета вероятности безотказной работы.

На рис. 29 представлена иллюстрация результатов расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о вероятности безотказной работы на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 29.

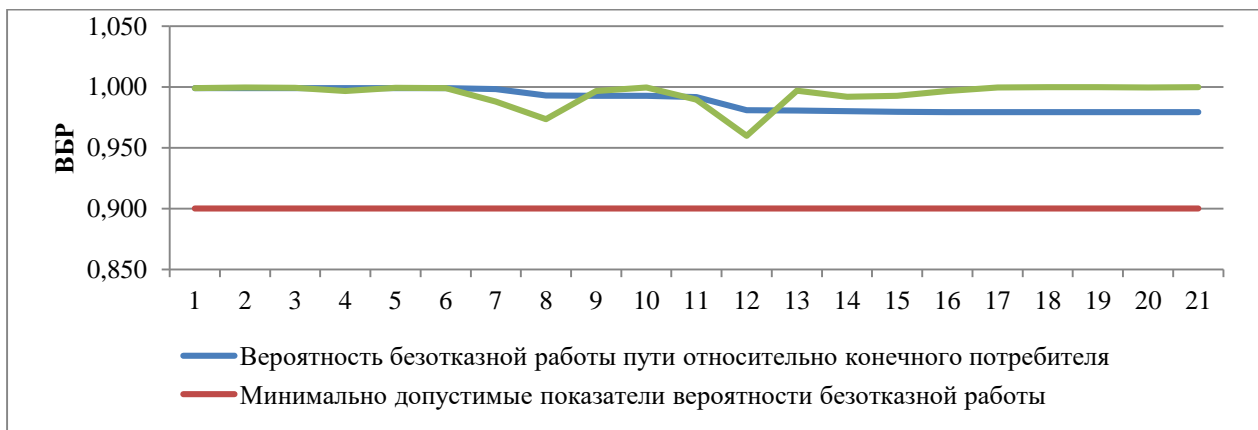


Рисунок 29. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|---|---|
| 1 | Котельная №4 | Уз. 0 | 12,12 | 0,207 | 0,207 | Подвальная | 2005 | 95 | 80,2226 | 9 | 0,0121 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 0 | 35,10 |
| 2 | Уз. 0 | Уз. 1 | 6,63 | 0,207 | 0,207 | Подвальная | 2005 | 94,99 | 80,2217 | 9 | 0,0066 | 17,5 | 1,000 | 0,999 | 0,01 | 35,10 |
| 3 | Уз. 1 | Уз. 2 | 9,37 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | 94,99 | 56,8259 | 9 | 0,0094 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 0,01 | 24,86 |
| 4 | Уз. 2 | Уз. 3 | 18,13 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,97 | 56,8252 | 27 | 0,0456 | 17,5 | 0,997 | 0,999 | 0,03 | 24,86 |
| 5 | Уз. 3 | Уз.3, Ду200 | 4,28 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,95 | 38,2529 | 27 | 0,0108 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 0,05 | 16,74 |
| 6 | Уз.3, Ду200 | Уз. 4 | 5,25 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,94 | 38,2526 | 27 | 0,0132 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 0,06 | 16,74 |
| 7 | Уз. 4 | Уз. 5 | 59,16 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,93 | 30,8399 | 27 | 0,1488 | 17,5 | 0,988 | 0,998 | 0,07 | 13,49 |
| 8 | Уз. 5 | Уз. 6, Ду150 | 152,85 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,77 | 29,701 | 27 | 0,3845 | 17,5 | 0,974 | 0,993 | 0,23 | 12,99 |
| 9 | Уз. 6, Ду150 | Уз. 6 | 26,38 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,4 | 29,6951 | 27 | 0,0664 | 17,5 | 0,997 | 0,993 | 0,6 | 12,99 |
| 10 | Уз. 6 | Уз. 6, Ду150 | 3,34 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,34 | 18,0057 | 27 | 0,0084 | 17,5 | 1,000 | 0,993 | 0,66 | 7,88 |
| 11 | Уз. 6, Ду150 | Уз. 6-2 | 71,69 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,33 | 18,0056 | 27 | 0,1803 | 17,5 | 0,989 | 0,992 | 0,67 | 7,88 |
| 12 | Уз. 6-2 | Уз. 7 | 210,6 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,04 | 18,0027 | 27 | 0,5298 | 17,5 | 0,960 | 0,981 | 0,96 | 7,88 |
| 13 | Уз. 7 | Уз.7-1 | 23,61 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 93,22 | 6,2768 | 27 | 0,0594 | 17,5 | 0,997 | 0,981 | 1,78 | 2,75 |
| 14 | Уз.7-1 | Уз.9, Ду150 | 57,82 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 92,95 | 2,4574 | 27 | 0,1454 | 17,5 | 0,992 | 0,980 | 2,05 | 1,08 |
| 15 | Уз.9, Ду150 | Уз. 9 | 52,46 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 91,3 | 2,4551 | 27 | 0,1320 | 17,5 | 0,993 | 0,979 | 3,7 | 1,07 |
| 16 | Уз. 9 | Уз. 10 | 25,52 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 89,83 | 2,3721 | 27 | 0,0642 | 17,5 | 0,997 | 0,979 | 5,17 | 1,04 |
| 17 | Уз. 10 | Уз. 10а | 3,6 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 89,09 | 1,7543 | 27 | 0,0091 | 17,5 | 1,000 | 0,979 | 5,91 | 0,77 |
| 18 | Уз. 10а, Ду50 | Уз. 10б | 3,98 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 88,88 | 1,7542 | 27 | 0,0100 | 12,5 | 1,000 | 0,979 | 6,12 | 0,55 |
| 19 | Уз. 10а | Уз. 10а, Ду50 | 3,47 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 88,95 | 1,7542 | 27 | 0,0087 | 12,5 | 1,000 | 0,979 | 6,05 | 0,55 |
| 20 | Уз. 10б | Уз. 10б, Ду50 Д/с №12 | 11,03 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 88,8 | 1,3759 | 27 | 0,0277 | 12,5 | 1,000 | 0,979 | 6,2 | 0,43 |
| 21 | Уз. 10б, Ду50 Д/с №12 | Детсад №12 | 6,02 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 88,52 | 1,3759 | 27 | 0,0151 | 12,5 | 1,000 | 0,979 | 6,48 | 0,43 |

Котельная № 5. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 5» и заканчивается потребителем по ул. Семакова, 58 (рис. 30).

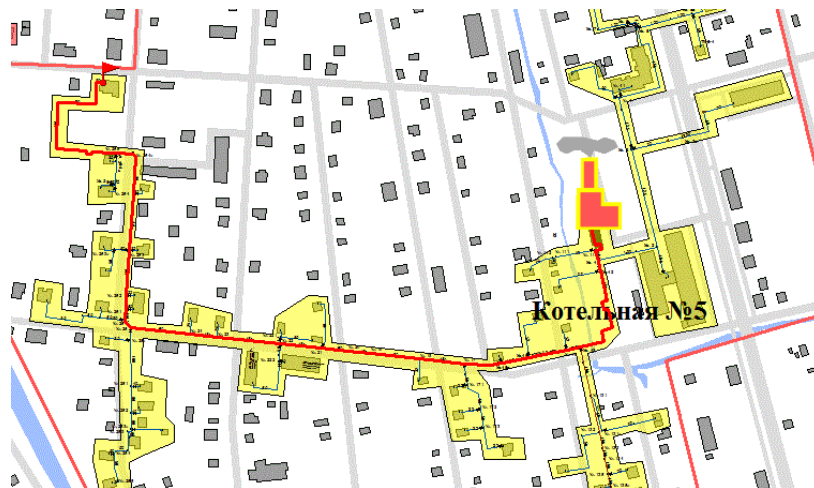


Рисунок 30. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

В табл. 105 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 31 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 31.



Рисунок 31. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

Таблица 105

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №5 | Уз. 11 | 37,62 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | | 61,5674 | 9 | 0,0376 | 17,5 | 0,997 | 0,997 | 90 | 21,55 |
| 2 | Уз. 11 | Уз. 1 | 9,83 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | | 61,5674 | 9 | 0,0098 | 17,5 | 0,999 | 0,997 | 90 | 21,55 |
| 3 | Уз. 1 | Уз.12, Ду200 | 7,08 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | | 22,4476 | 27 | 0,0178 | 17,5 | 0,999 | 0,997 | 90 | 7,86 |
| 4 | Уз.12, Ду200 | Уз. 12 | 2,93 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | | 22,4471 | 9 | 0,0029 | 17,5 | 1,000 | 0,997 | 90 | 7,86 |
| 5 | Уз. 12 | Уз. 13 | 107,36 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | | 22,2348 | 9 | 0,1074 | 17,5 | 0,990 | 0,996 | 90 | 7,78 |
| 6 | Уз. 13 | Уз. 14 | 12,37 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | | 17,822 | 9 | 0,0124 | 17,5 | 0,999 | 0,996 | 90 | 6,24 |
| 7 | Уз. 14 | Уз. 15 | 27,64 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1995 | | 17,5415 | 19 | 0,0334 | 17,5 | 0,997 | 0,996 | 90 | 6,14 |
| 8 | Уз. 15 | Уз. 16 | 8,01 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 2005 | | 17,5396 | 9 | 0,0080 | 17,5 | 0,999 | 0,996 | 90 | 6,14 |
| 9 | Уз. 16 | Уз. 16а | 61,79 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 17,251 | 6 | 0,0618 | 17,5 | 0,996 | 0,996 | 90 | 6,04 |
| 10 | Уз. 16а | Уз. 17 | 35,43 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 17,0089 | 6 | 0,0354 | 17,5 | 0,998 | 0,996 | 90 | 5,95 |
| 11 | Уз. 17 | Уз. 18 | 41,94 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 15,9819 | 6 | 0,0419 | 17,5 | 0,998 | 0,996 | 90 | 5,59 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подгр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 12 | Уз. 18 | Уз. 19 | 46,25 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 15,7404 | 6 | 0,0463 | 17,5 | 0,997 | 0,995 | 90 | 5,51 |
| 13 | Уз. 19 | Уз. 20 | 20,66 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 15,7389 | 6 | 0,0207 | 17,5 | 0,999 | 0,995 | 90 | 5,51 |
| 14 | Уз. 20 | Уз. 21 | 24,77 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 15,7381 | 6 | 0,0248 | 17,5 | 0,999 | 0,995 | 90 | 5,51 |
| 15 | Уз. 21 | Уз. 22 | 38,19 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 15,4612 | 6 | 0,0382 | 17,5 | 0,998 | 0,995 | 90 | 5,41 |
| 16 | Уз. 22 | Уз. 23 | 59,06 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 9,1031 | 6 | 0,0591 | 17,5 | 0,997 | 0,995 | 90 | 3,19 |
| 17 | Уз. 23 | Уз. 24 | 25,58 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 8,7629 | 6 | 0,0256 | 17,5 | 0,999 | 0,995 | 90 | 3,07 |
| 18 | Уз. 24 | ТК-25 | 55,67 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2008 | | 8,534 | 6 | 0,0557 | 17,5 | 0,997 | 0,995 | 90 | 2,99 |
| 19 | ТК-25 | Уз. 26 | 8,33 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2005 | | 6,3818 | 9 | 0,0083 | 17,5 | 1,000 | 0,995 | 90 | 2,23 |
| 20 | Уз. 26 | Уз. 26, Ду150 | 3,03 | 0,15 | 0,15 | Подземная | 1987 | | 5,9226 | 27 | 0,0076 | 17,5 | 1,000 | 0,995 | 90 | 2,07 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| | | | | | | бесканальная | | | | | | | | | | |
| 21 | Уз. 26, Ду150 | Уз. 26-1 | 8,04 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2005 | | 5,9225 | 9 | 0,0080 | 17,5 | 1,000 | 0,995 | 90 | 2,07 |
| 22 | Уз. 26-1 | Уз. 26-2 | 12,55 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | | 5,5941 | 27 | 0,0316 | 17,5 | 0,998 | 0,995 | 90 | 1,96 |
| 23 | Уз. 26-2 | Уз. 26-3 | 41,89 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1999 | | 5,4005 | 15 | 0,0419 | 12,5 | 0,999 | 0,995 | 90 | 1,35 |
| 24 | Уз. 26-3 | Уз. 26-4 | 53,3 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | | 4,5071 | 27 | 0,1341 | 12,5 | 0,996 | 0,995 | 90 | 1,13 |
| 25 | Уз. 26-4 | Уз. 26-4а | 34,6 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | | 4,305 | 27 | 0,0463 | 12,5 | 0,999 | 0,994 | 90 | 1,08 |
| 26 | Уз. 26-4а | Уз. 26-4а, Ду80 | 2,63 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | | 4,3047 | 27 | 0,0066 | 12,5 | 1,000 | 0,994 | 90 | 1,08 |
| 27 | Уз. 26-4а, Ду80 | Уз. 26-5 | 15,22 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | | 4,3046 | 27 | 0,0383 | 12,5 | 0,999 | 0,994 | 90 | 1,08 |
| 28 | Уз. 26-5, Ду80 | Уз. 26-5, Ду50, на ж/д 58 | 160,9 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | | 3,3942 | 27 | 0,4047 | 12,5 | 0,982 | 0,991 | 90 | 0,85 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 29 | Уз. 26-5 | Уз. 26-5, Ду80 | 2,45 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | | 3,3942 | 27 | 0,0062 | 12,5 | 1,000 | 0,991 | 90 | 0,85 |
| 30 | Уз. 26-5, Ду50, на ж/д 58 | ул. Семакова, 58 | 3,67 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | | 3,392 | 27 | 0,0092 | 12,5 | 1,000 | 0,991 | 90 | 0,85 |

Котельная № 6. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 6» и заканчивается потребителем по ул. Зеленая, 101, Токаревым С.А. (рис. 32).

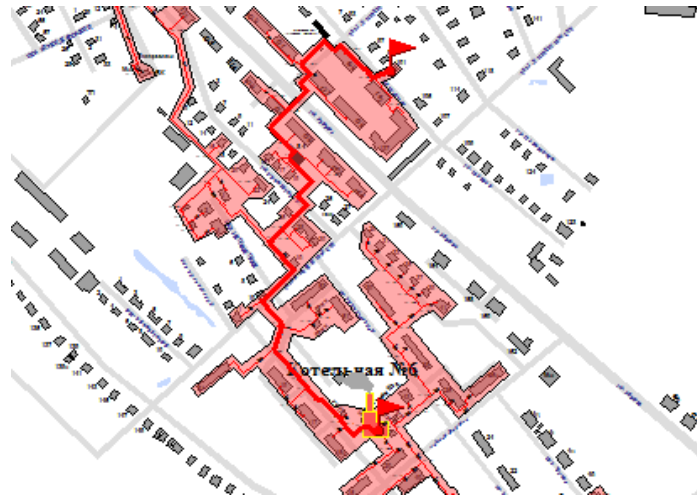


Рисунок 32. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

В табл. 106 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 33 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать выводы о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 33.



Рисунок 33. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

Таблица 106

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подгр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|
| 1 | Котельная № 6 | Уз. 1 | 5,19 | 0,259 | 0,259 | Подвальная | 2005 | 74,0585 | 8 | 0,0052 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 32,40 |
| 2 | Уз. 1 | Уз. 1, Ду250 | 2,66 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1991 | 74,0579 | 22 | 0,0040 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 32,40 |
| 3 | Уз. 1, Ду250 | Уз. 2 | 35,09 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1991 | 74,0576 | 22 | 0,0521 | 17,5 | 0,995 | 0,999 | 32,40 |
| 4 | Уз. 2 | Уз. 2а | 9,39 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 2005 | 70,7981 | 8 | 0,0094 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 30,97 |
| 5 | Уз. 2а | Уз. 3 | 61,32 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 2005 | 70,677 | 8 | 0,0613 | 17,5 | 0,994 | 0,999 | 30,92 |
| 6 | Уз. 3 | Уз. 4 | 18,26 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1985 | 64,3924 | 28 | 0,0526 | 17,5 | 0,995 | 0,999 | 28,17 |
| 7 | Уз. 4 | Уз. 5 | 49,45 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1986 | 64,3904 | 27 | 0,1244 | 17,5 | 0,987 | 0,998 | 28,17 |
| 8 | Уз. 5 | Уз. 6 | 37,8 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1986 | 61,133 | 27 | 0,0951 | 17,5 | 0,991 | 0,998 | 26,75 |
| 9 | Уз. 6 | надз/подз | 27,4 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1987 | 57,9333 | 26 | 0,0608 | 17,5 | 0,994 | 0,997 | 25,35 |
| 10 | надз/подз | Уз. 6а | 11,39 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 1985 | 57,9303 | 28 | 0,0328 | 17,5 | 0,997 | 0,997 | 25,34 |
| 11 | Уз. 6а | Уз. 8 | 107,74 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1987 | 57,5889 | 26 | 0,2392 | 17,5 | 0,973 | 0,994 | 25,20 |
| 12 | Уз. 8 | Уз. 8, Ду200 | 2,35 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1986 | 49,7683 | 27 | 0,0059 | 17,5 | 1,000 | 0,994 | 21,77 |
| 13 | Уз. 8, Ду200 | Уз. 7 | 3,06 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 49,7682 | 26 | 0,0068 | 17,5 | 1,000 | 0,994 | 21,77 |
| 14 | Уз. 7 | Уз. 8-1 | 18,51 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 49,3798 | 26 | 0,0411 | 17,5 | 0,997 | 0,994 | 21,60 |
| 15 | Уз. 8-1 | Уз. 8-3 | 23,17 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2004 | 47,6245 | 9 | 0,0232 | 17,5 | 0,998 | 0,994 | 20,84 |
| 16 | Уз. 8-3 | надз/подз | 14,2 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1985 | 47,371 | 28 | 0,0409 | 17,5 | 0,997 | 0,994 | 20,72 |
| 17 | надз/подз | подз/надз | 28,79 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1985 | 47,37 | 28 | 0,0829 | 17,5 | 0,994 | 0,994 | 20,72 |
| 18 | подз/надз | Уз.11-3а | 68,34 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1985 | 47,3681 | 28 | 0,1969 | 17,5 | 0,984 | 0,992 | 20,72 |
| 19 | Уз.11-3а | Уз. 8-4 | 9,15 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 46,5438 | 26 | 0,0203 | 17,5 | 0,999 | 0,992 | 20,36 |
| 20 | Уз. 8-4 | Уз. 8-6 | 20,18 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 37,5704 | 26 | 0,0448 | 17,5 | 0,997 | 0,992 | 16,44 |
| 21 | Уз. 8-6 | Уз. 8-7 | 58,89 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1985 | 34,0426 | 28 | 0,1696 | 17,5 | 0,986 | 0,991 | 14,89 |
| 22 | Уз. 8-7 | надз/подз | 12,57 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 30,1345 | 26 | 0,0279 | 17,5 | 0,998 | 0,991 | 13,18 |
| 23 | надз/подз | Уз. 8-9 | 48,99 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 30,1337 | 26 | 0,1088 | 17,5 | 0,994 | 0,991 | 13,18 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подгр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя |
|---------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|
| 24 | Уз. 8-9 | Уз. 8-10 | 7,34 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1987 | 24,1437 | 26 | 0,0163 | 17,5 | 0,999 | 0,991 | 10,56 |
| 25 | Уз. 8-10 | Уз. 8-11 | 17,73 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1985 | 21,8734 | 28 | 0,0511 | 17,5 | 0,996 | 0,991 | 9,57 |
| 26 | Уз. 8-11 | Уз. 8-11, Ду200 | 2,51 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 17,2743 | 26 | 0,0056 | 17,5 | 1,000 | 0,991 | 7,56 |
| 27 | Уз. 8-11, Ду200 | 200/100 | 36,74 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 17,2741 | 26 | 0,0816 | 17,5 | 0,994 | 0,991 | 7,56 |
| 28 | 200/100 | Уз. 8-13 | 45,53 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1985 | 17,2716 | 28 | 0,1312 | 12,5 | 0,995 | 0,990 | 5,40 |
| 29 | Уз. 8-13 | Уз. 8-14 | 56,47 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1986 | 14,4954 | 27 | 0,1420 | 12,5 | 0,995 | 0,990 | 4,53 |
| 30 | ул. Зеленая, Ду50 | ул. Зеленая, 101, Токарев С.А. | 22,46 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1991 | 0,3706 | 22 | 0,0334 | 12,5 | 1,000 | 0,990 | 0,12 |

Котельная № 8. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 8» и заканчивается потребителем по ул. Ершова, 2 (рис. 34).



Рисунок 34. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

В табл. 107 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 35 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_1 \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 35.

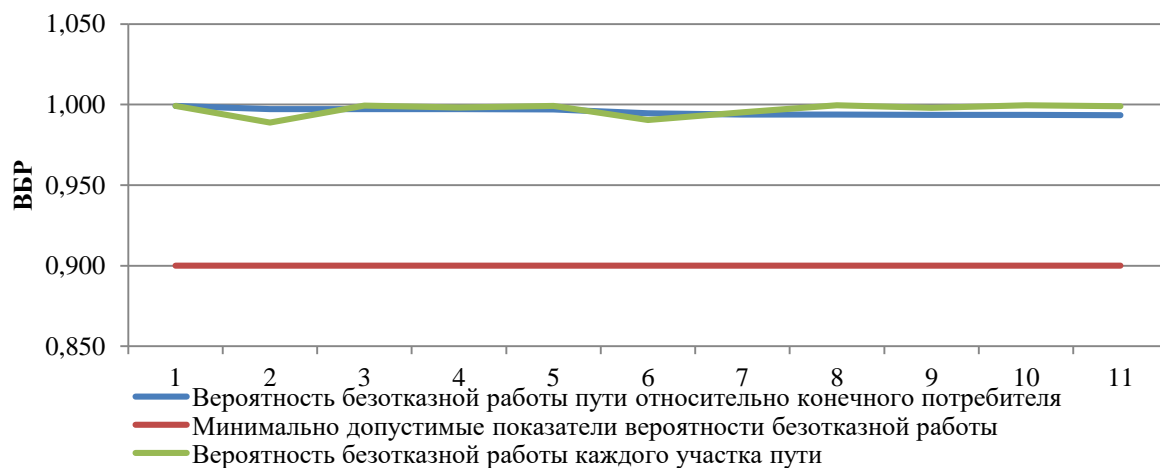


Рисунок 35. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Номер участка | Наименование начала участка |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|---------------|-----------------------------|
| 1 | Котельная № 8 | ТК-1 | 16,99 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1999 | 95 | 12,8186 | 14 | 0,0170 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 5,61 | 0 |
| 2 | ТК-1 | Надз/подз | 83,12 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,91 | 4,6603 | 26 | 0,1845 | 17,5 | 0,989 | 0,997 | 2,04 | 0,09 |
| 3 | Надз/подз | ТК-9 | 10,92 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2004 | 93,76 | 4,6574 | 9 | 0,0109 | 17,5 | 0,999 | 0,997 | 2,04 | 1,24 |
| 4 | ТК-9 | Надз/подз | 29,68 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 93,61 | 0,8869 | 26 | 0,0659 | 12,5 | 0,998 | 0,997 | 0,28 | 1,39 |
| 5 | Надз/подз | ТК-10 | 13,74 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 91,97 | 0,8866 | 26 | 0,0305 | 12,5 | 0,999 | 0,997 | 0,28 | 3,03 |
| 6 | ТК-10 | Уз. 3 | 128,84 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 91,32 | 0,3303 | 26 | 0,2860 | 12,5 | 0,991 | 0,995 | 0,10 | 3,68 |
| 7 | Уз. 3 | Надз/подз | 86,69 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1987 | 72,47 | 0,3291 | 26 | 0,1925 | 12,5 | 0,995 | 0,994 | 0,10 | 22,53 |
| 8 | Надз/подз | Подз/надз | 8,72 | 0,069 | 0,069 | Подземная бесканальная | 1987 | 63,05 | 0,3286 | 26 | 0,0194 | 12,5 | 1,000 | 0,994 | 0,10 | 31,95 |
| 9 | Подз/надз | Надз/подз | 39,3 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1987 | 62,39 | 0,3285 | 26 | 0,0872 | 12,5 | 0,998 | 0,994 | 0,10 | 32,61 |
| 10 | Надз/подз | Уз. 4а | 9,72 | 0,069 | 0,069 | Подземная бесканальная | 1987 | 58,49 | 0,3283 | 26 | 0,0216 | 12,5 | 1,000 | 0,994 | 0,10 | 36,51 |
| 11 | Уз. 4а | ул. Ершова, 2 | 58,09 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 2005 | 57,76 | 0,3282 | 8 | 0,0581 | 12,5 | 0,999 | 0,993 | 0,10 | 37,24 |

Котельная № 10. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 10» и заканчивается потребителем по ул. Декабристов, 40 (рис. 36).

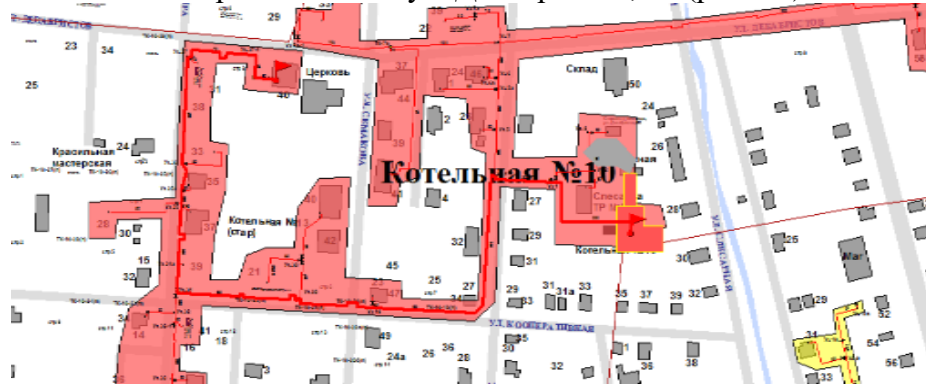


Рисунок 36. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

В табл. 108 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 37 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_1 \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 37.

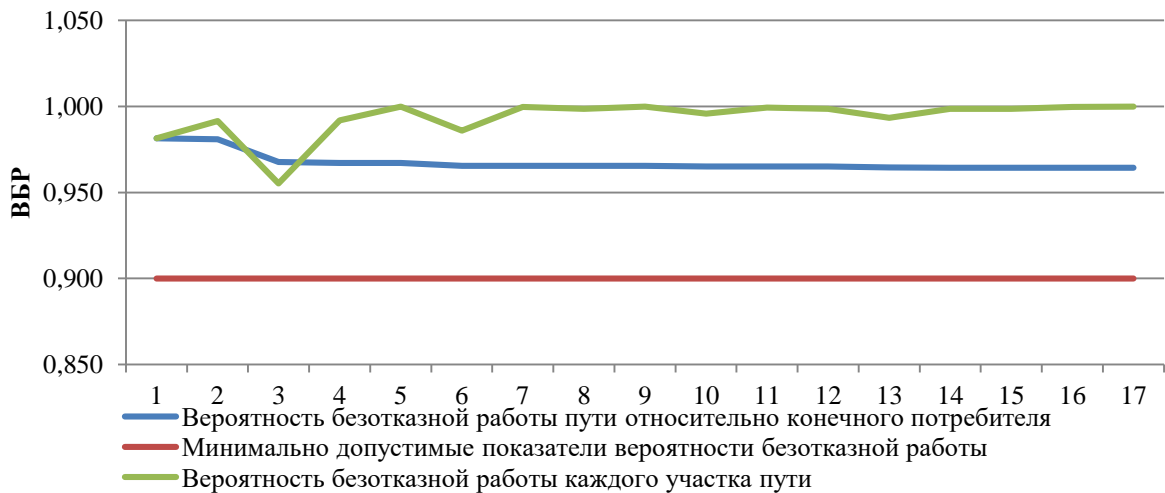


Рисунок 37. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

Таблица 108

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под-гр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|--|--|--|---|---|---|--|
| 1 | Котельная № 10 | Уз. 1 | 95,27 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 52,6358 | 26 | 0,2115 | 17,5 | 0,981 | 0,981 | 18,42 |
| 2 | Уз. 1 | Уз. 4 | 48,4 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 51,3929 | 26 | 0,1074 | 17,5 | 0,991 | 0,981 | 17,99 |
| 3 | Уз. 4 | Уз. 19 | 250,28 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 21,3738 | 26 | 0,5556 | 17,5 | 0,955 | 0,968 | 7,48 |
| 4 | Уз. 19 | Уз. 20 | 63,29 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 20,5852 | 26 | 0,1405 | 17,5 | 0,992 | 0,967 | 7,20 |
| 5 | Уз. 20 | Уз. 20, Ду150 | 1,35 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 16,0411 | 26 | 0,0030 | 17,5 | 1,000 | 0,967 | 5,61 |
| 6 | Уз. 20, Ду150 | Уз. 31, Ду150 | 102,02 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 16,041 | 26 | 0,2265 | 17,5 | 0,986 | 0,965 | 5,61 |
| 7 | Уз. 31, Ду150 | Уз. 31 | 2,37 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 16,0375 | 26 | 0,0053 | 17,5 | 1,000 | 0,965 | 5,61 |
| 8 | Уз. 31, Ду100 | Уз.31а | 18,98 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 9,6563 | 26 | 0,0421 | 12,5 | 0,999 | 0,965 | 2,41 |
| 9 | Уз. 31 | Уз. 31, Ду100 | 2,47 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 9,6563 | 26 | 0,0055 | 12,5 | 1,000 | 0,965 | 2,41 |
| 10 | Уз.31а | Уз. 35 | 54,22 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1987 | 9,596 | 26 | 0,1204 | 12,5 | 0,996 | 0,965 | 2,40 |
| 11 | Уз. 35 | Уз. 35а | 9,8 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 6,359 | 26 | 0,0218 | 12,5 | 0,999 | 0,965 | 1,59 |
| 12 | Уз. 35а | Уз. 36 | 19,91 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 5,2549 | 26 | 0,0442 | 12,5 | 0,999 | 0,965 | 1,31 |
| 13 | Уз. 36 | Уз. 37 | 80,84 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 4,8945 | 26 | 0,1795 | 12,5 | 0,993 | 0,964 | 1,22 |
| 14 | Уз. 37 | УЗ-37-1 | 53,56 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 2007 | 1,3097 | 6 | 0,0632 | 12,5 | 0,999 | 0,964 | 0,33 |
| 15 | УЗ-37-1 | Ду70 / Ду50 | 28,75 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1987 | 1,3094 | 26 | 0,0638 | 12,5 | 0,999 | 0,964 | 0,33 |
| 16 | Ду70 / Ду50 | Уз. на ж/д № 40, Ду50 | 11,79 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 1,3092 | 26 | 0,0262 | 12,5 | 1,000 | 0,964 | 0,33 |
| 17 | Уз. на ж/д № 40, Ду50 | ул. Декабристов, 40 | 4,37 | 0,082 | 0,082 | Подвальная | 1987 | 1,3091 | 26 | 0,0097 | 12,5 | 1,000 | 0,964 | 0,33 |

Котельная № 12. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 12» и заканчивается потребителем по ул. Гоголя, 41 (рис. 38).



Рисунок 38. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

В табл. 109 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 39 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 39.

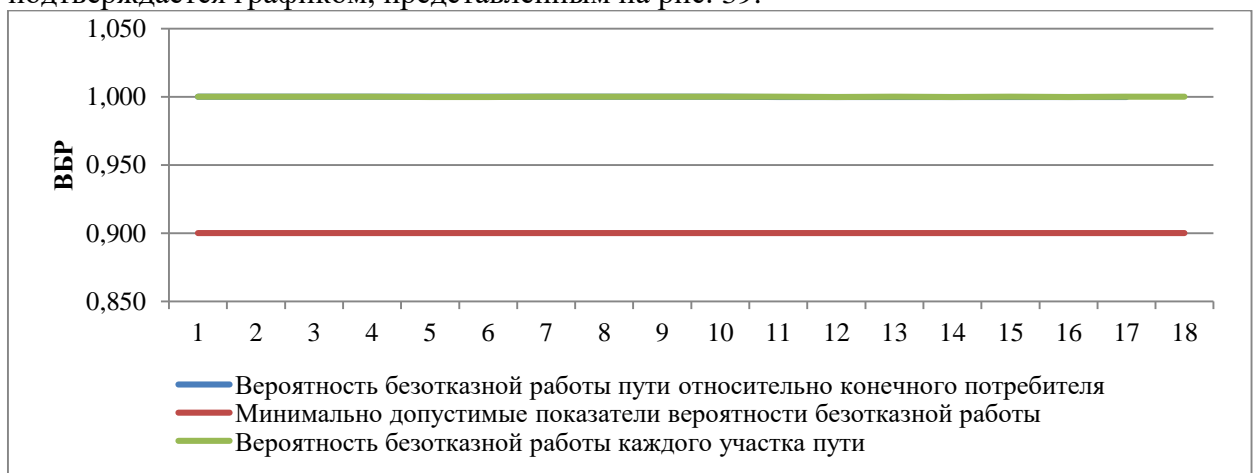


Рисунок 39. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

Таблица 109

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под-гр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|--|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №12 | Уз. 1-1 | 10,07 | 0,1 | 0,1 | Подвальная | 2005 | 95 | 9,0146 | 9 | 0,0101 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20 | 2,82 |
| 2 | Уз. 1-1 | Уз. 1-1, Ду100 | 4,77 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 94,96 | 5,6235 | 9 | 0,0048 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,04 | 1,76 |
| 3 | Уз. 1-1, Ду100 | Надз/подз | 11,9 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 94,91 | 5,6234 | 9 | 0,0119 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,09 | 1,76 |
| 4 | Надз/подз | Подз/надз | 6,08 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 94,79 | 5,6232 | 9 | 0,0061 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,21 | 1,76 |
| 5 | Подз/надз | Уз. 2 | 61,44 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 94,7 | 5,6231 | 9 | 0,0614 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,3 | 1,76 |
| 6 | Уз. 2 | Уз. 2б | 41,35 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 94,08 | 4,697 | 9 | 0,0414 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,92 | 1,47 |
| 7 | Уз. 2б | Надз/подз | 6,21 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 93,58 | 4,5225 | 9 | 0,0062 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 21,42 | 1,41 |
| 8 | Надз/подз | Подз/надз | 12,02 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 93,5 | 4,5224 | 9 | 0,0120 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 21,5 | 1,41 |
| 9 | Подз/надз | Уз. 7-1 | 26,07 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 93,29 | 4,5222 | 9 | 0,0261 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 21,71 | 1,41 |
| 10 | Уз. 7-1 | Уз. 7 | 32,92 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 92,96 | 2,3308 | 27 | 0,0828 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 22,04 | 0,73 |
| 11 | Уз. 7 | Уз. 8 | 9,46 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 91,38 | 2,1501 | 9 | 0,0095 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 23,62 | 0,67 |
| 12 | Уз. 8 | Уз. 9, Ду80 | 34,98 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 91,14 | 1,9808 | 9 | 0,0350 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 23,86 | 0,62 |
| 13 | Уз. 9, Ду80 | Уз. 9 | 13,49 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 2005 | 90,16 | 1,9802 | 9 | 0,0135 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 24,84 | 0,62 |
| 14 | Уз. 9 | Уз. 10 | 68,04 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 89,78 | 1,98 | 27 | 0,1712 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 25,22 | 0,62 |
| 15 | Уз. 10 | Уз. 11 | 14,63 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1985 | 85,73 | 1,9792 | 29 | 0,0488 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 29,27 | 0,62 |
| 16 | Уз. 11 | Уз. 12 | 41,3 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1985 | 84,83 | 1,979 | 29 | 0,1378 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 30,17 | 0,62 |
| 17 | Уз. 12 | Уз. 12, Ду50 | 2,41 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 82,32 | 1,9783 | 27 | 0,0061 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 32,68 | 0,62 |
| 18 | Уз. 12, Ду50 | ул. Гоголя, 41 | 11,73 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 82,2 | 1,9783 | 27 | 0,0295 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 32,8 | 0,62 |

Котельная № 13. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 13» и заканчивается потребителем по ул. 4-я Трудовая, 39 (рис. 40).

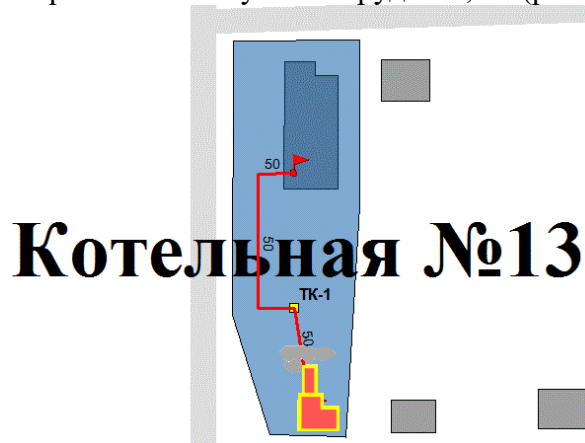


Рисунок 40. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

В табл. 110 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 41 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 41.

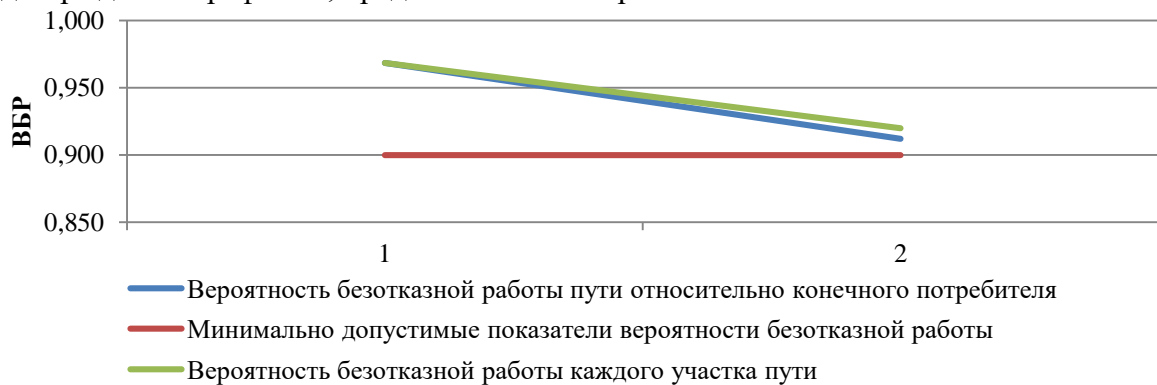


Рисунок 41. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

Таблица 110

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 13 | ТК-1 | 26,21 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1971 | 95 | 3,8944 | 42 | 2,1877 | 12,5 | 0,969 | 0,969 | 1,22 | 0 |
| 2 | ТК-1 | ул. 1-я Трудовая, 39 | 62,39 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1971 | 94,74 | 3,8943 | 42 | 5,2077 | 12,5 | 0,920 | 0,912 | 1,22 | 0,26 |

Котельная № 14. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 14» и заканчивается потребителем по ул. 1-я Луговая, 48, Демченко (рис. 42).



Рисунок 42. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

В табл. 111 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 43 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 12, 13, 16 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.



Рисунок 43. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 14 | Уз. ответвл Кот № 14 Ду250 | 5,47 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1984 | 95 | 145,1129 | 29 | 0,0182 | 17,5 | 0,998 | 0,998 | 63,49 | 0 |
| 2 | Уз. ответвл Кот № 14 Ду250 | Уз. ответвл Кот. № 14 | 2,15 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1984 | 95 | 145,1123 | 29 | 0,0072 | 17,5 | 0,999 | 0,998 | 63,49 | 0 |
| 3 | Уз. ответвл Кот. № 14 | Уз. ответвл Кот № 14, Ду200 | 2,81 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1984 | 95 | 103,6006 | 29 | 0,0094 | 17,5 | 0,999 | 0,998 | 45,33 | 0 |
| 4 | Уз. ответвл Кот № 14, Ду200 | Уз. 4 | 58,93 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1984 | 94,99 | 103,6003 | 29 | 0,1966 | 17,5 | 0,984 | 0,997 | 45,33 | 0,01 |
| 5 | Уз. 4 | Уз. 5 | 53,03 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1985 | 94,95 | 94,7918 | 28 | 0,1528 | 17,5 | 0,988 | 0,997 | 41,47 | 0,05 |
| 6 | Уз. 5 | Уз. 6 | 202,25 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,9 | 58,4062 | 26 | 0,4490 | 17,5 | 0,953 | 0,988 | 25,55 | 0,1 |
| 7 | Уз. 6 | Надз/подз | 62,06 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1987 | 94,62 | 55,1199 | 26 | 0,1378 | 17,5 | 0,989 | 0,987 | 24,11 | 0,38 |
| 8 | Надз/подз | Уз. 7 | 33,58 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,53 | 55,1157 | 26 | 0,0745 | 17,5 | 0,994 | 0,987 | 24,11 | 0,47 |
| 9 | Уз. 7 | Уз. 8а | 29,99 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,47 | 38,0694 | 26 | 0,0666 | 17,5 | 0,996 | 0,987 | 16,66 | 0,53 |
| 10 | Уз. 8а | Уз. 8 | 9,65 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,42 | 31,3977 | 26 | 0,0214 | 17,5 | 0,999 | 0,987 | 13,74 | 0,58 |
| 11 | Уз. 8 | Уз. 8, Ду150 | 2,53 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 94,4 | 24,8033 | 42 | 0,2112 | 17,5 | 0,990 | 0,987 | 10,85 | 0,6 |
| 12 | Уз. 8, Ду150 | Уз. 9 | 39,3 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 94,4 | 24,8032 | 42 | 3,2804 | 17,5 | 0,837 | 0,981 | 10,85 | 0,6 |
| 13 | Уз. 9 | Уз. 10 | 50,8 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 94,29 | 23,0988 | 42 | 4,2403 | 17,5 | 0,789 | 0,971 | 10,11 | 0,71 |
| 14 | Уз. 10 | Уз. 11 | 19,61 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1971 | 94,15 | 22,6297 | 42 | 1,6368 | 17,5 | 0,919 | 0,970 | 9,90 | 0,85 |
| 15 | Уз. 11 | Уз. 12 | 5,17 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 94,1 | 15,984 | 42 | 0,4315 | 17,5 | 0,979 | 0,969 | 6,99 | 0,9 |
| 16 | Уз. 12 | Уз. 13 | 107,98 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 94,08 | 11,8765 | 42 | 9,0131 | 17,5 | 0,564 | 0,926 | 5,20 | 0,92 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 17 | Уз. 13 | Уз. 14 | 23,5 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1971 | 93,49 | 9,3506 | 42 | 1,9615 | 17,5 | 0,903 | 0,923 | 4,09 | 1,51 |
| 18 | Уз. 14 | Уз. 14, Ду100 | 34,51 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,33 | 4,4486 | 26 | 0,0766 | 12,5 | 0,997 | 0,923 | 1,39 | 1,67 |
| 19 | Уз. 14, Ду100 | Уз. 16 | 58,21 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 92,92 | 4,4482 | 26 | 0,1292 | 12,5 | 0,995 | 0,923 | 1,39 | 2,08 |
| 20 | Уз. 16 | Уз. 16-4 | 22,11 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 92,24 | 2,8129 | 26 | 0,0491 | 12,5 | 0,999 | 0,923 | 0,88 | 2,76 |
| 21 | Уз. 16-4 | Уз. 16-5 | 25,65 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 91,88 | 2,4886 | 26 | 0,0569 | 12,5 | 0,999 | 0,923 | 0,78 | 3,12 |
| 22 | Уз. 16-5 | Уз. 16-6 | 33,96 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 91,4 | 2,1604 | 26 | 0,0754 | 12,5 | 0,998 | 0,923 | 0,68 | 3,6 |
| 23 | Уз. 16-6 | Уз. 16-7 | 31,89 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 90,68 | 1,876 | 26 | 0,0708 | 12,5 | 0,998 | 0,923 | 0,59 | 4,32 |
| 24 | Уз. 16-7 | Уз. 16-8 | 31,95 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1987 | 89,91 | 1,3826 | 26 | 0,0709 | 12,5 | 0,998 | 0,923 | 0,43 | 5,09 |
| 25 | Уз. 16-8 | Уз. 16-9 | 86,48 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 88,87 | 0,8463 | 26 | 0,1920 | 12,5 | 0,994 | 0,922 | 0,26 | 6,13 |
| 26 | Уз. 16-10 | Уз. 16-10, Ду32 | 10,94 | 0,033 | 0,033 | Надземная | 1987 | 77,88 | 0,1506 | 26 | 0,0243 | 12,5 | 1,000 | 0,922 | 0,05 | 17,12 |
| 27 | Уз. 16-9 | Уз. 16-10 | 27,22 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 84,03 | 0,1506 | 26 | 0,0604 | 12,5 | 0,999 | 0,922 | 0,05 | 10,97 |
| 28 | Уз. 16-10, Ду32 | ул. 1-я Луговая, 48, Демченко | 3,03 | 0,033 | 0,033 | Надземная | 1987 | 75,82 | 0,1505 | 26 | 0,0067 | 12,5 | 1,000 | 0,922 | 0,05 | 19,18 |

Котельная № 17. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 17» и заканчивается потребителем «Пединститут, столовая» (рис. 44).



Рисунок 44. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

В табл. 112 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 45 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 45.

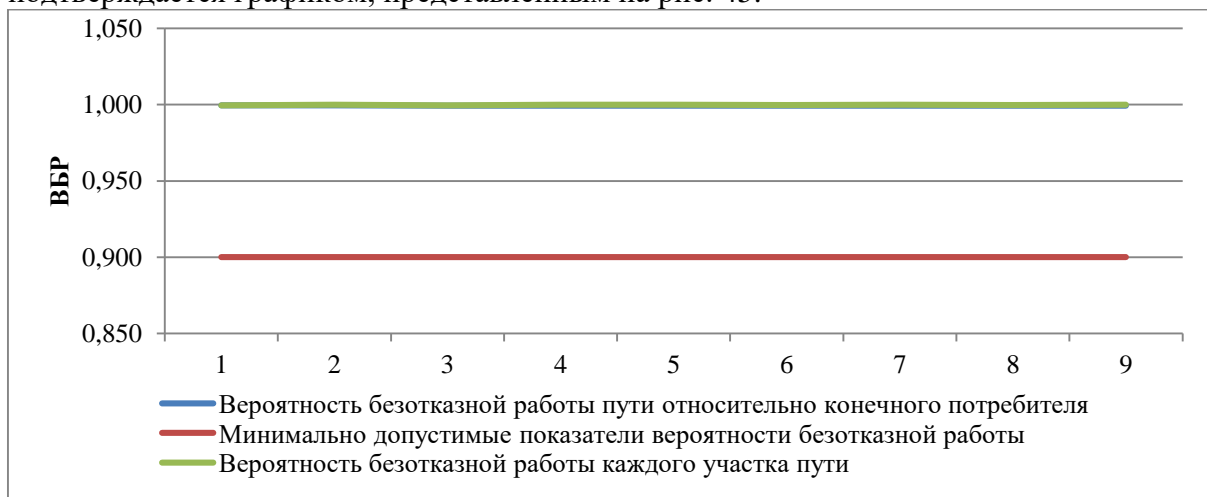


Рисунок 45. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

Таблица 112

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №17 | Тк-1 задвижка Ду250 | 37,68 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 50,5258 | 9 | 0,0377 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20 | 22,11 |
| 2 | Тк-1 задвижка Ду250 | ТК-1 | 3,39 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 50,521 | 9 | 0,0034 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20 | 22,10 |
| 3 | ТК-1 задвижка Ду100 | Уз. 2 | 119 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 21,2542 | 9 | 0,1190 | 12,5 | 0,999 | 0,999 | 20 | 6,64 |
| 4 | ТК-1 | ТК-1 задвижка Ду100 | 2,81 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1987 | 95 | 21,2542 | 27 | 0,0071 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 6,64 |
| 5 | Уз. 2 | Уз. 3 | 2,4 | 0,1 | 0,1 | Подвальная | 2005 | 95 | 20,7718 | 9 | 0,0024 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 6,49 |
| 6 | Уз. 3 | Уз. 4 | 37,47 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 4,8516 | 9 | 0,0375 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 1,52 |
| 7 | Уз. 4 | Уз. 5 | 29,08 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 4,5653 | 9 | 0,0291 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 1,43 |
| 8 | Уз. 5 | Уз. 6 | 55,01 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 1,8008 | 9 | 0,0550 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 0,56 |
| 9 | Уз. 6 | Пединститут, столовая | 19,42 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1987 | 95 | 0,7201 | 27 | 0,0488 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 20 | 0,23 |

Котельная № 18. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 18» и закачивается потребителем по ул. Ленина, 200 (рис. 46).

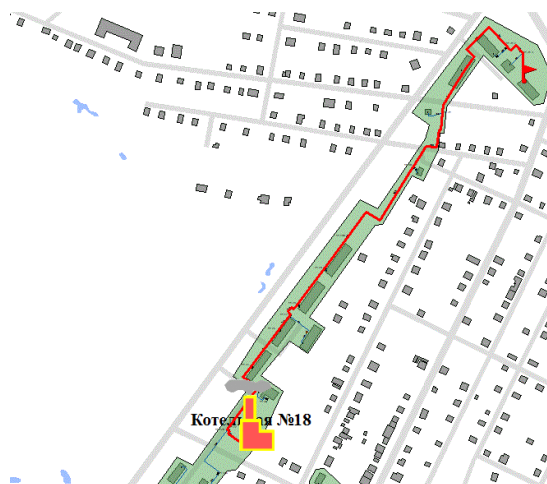


Рисунок 46. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

В табл. 113 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 47 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 21 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.



Рисунок 47. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

Таблица 113

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 18 | 250/200 | 46,8 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1980 | 95 | 79,6892 | 33 | 0,3175 | 17,5 | 0,968 | 0,968 | 34,86 | 0 |
| 2 | 250/200 | Уз. 22а, Ду250 | 8,11 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,94 | 79,6841 | 33 | 0,0550 | 17,5 | 0,996 | 0,968 | 34,86 | 0,06 |
| 3 | Уз. 22а, Ду250 | Уз. 22а | 2,54 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,94 | 79,6835 | 33 | 0,0172 | 17,5 | 0,999 | 0,968 | 34,86 | 0,06 |
| 4 | Уз. 22а | Уз. 22 | 2,79 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1978 | 94,93 | 38,0153 | 35 | 0,0293 | 17,5 | 0,998 | 0,968 | 16,63 | 0,07 |
| 5 | Уз. 22 | Уз. 23 | 50,07 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1978 | 94,93 | 38,0151 | 35 | 0,5260 | 17,5 | 0,959 | 0,966 | 16,63 | 0,07 |
| 6 | Уз. 23 | Уз. 24а | 23,24 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1978 | 94,82 | 38,0118 | 35 | 0,2441 | 17,5 | 0,982 | 0,966 | 16,63 | 0,18 |
| 7 | Уз. 24а | Уз. 24а, Ду150 | 2,97 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1969 | 94,77 | 38,0102 | 44 | 0,5406 | 17,5 | 0,974 | 0,966 | 16,63 | 0,23 |
| 8 | Уз. 24а, Ду150 | Уз. 25 | 44 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1969 | 94,77 | 38,0101 | 44 | 8,0091 | 17,5 | 0,644 | 0,949 | 16,63 | 0,23 |
| 9 | Уз. 25 | Уз. 26 | 67,85 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1969 | 94,69 | 34,5366 | 44 | 12,3504 | 17,5 | 0,488 | 0,913 | 15,11 | 0,31 |
| 10 | Уз. 26 | Уз. 27 | 25,75 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 94,56 | 31,1248 | 43 | 3,1364 | 17,5 | 0,848 | 0,909 | 13,62 | 0,44 |
| 11 | Уз. 27 | Уз. 28 | 30,63 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 94,51 | 27,8787 | 43 | 3,7308 | 17,5 | 0,820 | 0,903 | 12,20 | 0,49 |
| 12 | Уз. 28 | Уз. 29 | 65,77 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 94,44 | 23,7068 | 43 | 8,0108 | 17,5 | 0,629 | 0,877 | 10,37 | 0,56 |
| 13 | Уз. 29 | ул. 3-я Трудовая 11, Ду150 | 58,49 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 94,26 | 16,5808 | 43 | 7,1241 | 17,5 | 0,667 | 0,857 | 7,25 | 0,74 |
| 14 | ул. 3-я Трудовая 11, Ду150 | Под/надз | 154,44 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1970 | 94,04 | 16,5788 | 43 | 18,8109 | 17,5 | 0,269 | 0,738 | 7,25 | 0,96 |
| 15 | Под/надз | Уз. 30 | 7,99 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 93,42 | 16,5735 | 43 | 0,9732 | 17,5 | 0,953 | 0,738 | 7,25 | 1,58 |
| 16 | Уз. 30 | Над/подз | 15,75 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 93,39 | 16,3252 | 43 | 1,9184 | 17,5 | 0,907 | 0,736 | 7,14 | 1,61 |
| 17 | Над/подз | Подз/надз | 35,5 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1970 | 93,33 | 16,3247 | 43 | 4,3239 | 17,5 | 0,793 | 0,728 | 7,14 | 1,67 |
| 18 | Подз/надз | Уз. 31 | 54,03 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1970 | 93,18 | 16,3234 | 43 | 6,5809 | 17,5 | 0,690 | 0,711 | 7,14 | 1,82 |
| 19 | Уз. 31 | Уз. ж/д 3 | 68,89 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1970 | 92,97 | 16,0001 | 43 | 8,3909 | 12,5 | 0,735 | 0,691 | 5,00 | 2,03 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 20 | Уз. ж/д 3 | | 23,53 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1970 | 92,72 | 10,0377 | 43 | 2,8660 | 12,5 | 0,911 | 0,689 | 3,14 | 2,28 |
| 21 | | Уз. 31-2 | 104,04 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1970 | 92,59 | 10,0374 | 43 | 12,672 2 | 12,5 | 0,604 | 0,646 | 3,14 | 2,41 |
| 22 | Уз. 31-2 | Уз. 31-3, Ду80 | 29,47 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1970 | 92,04 | 5,736 | 43 | 3,5895 | 12,5 | 0,910 | 0,643 | 1,79 | 2,96 |
| 23 | Уз. 31-3, Ду80 | Уз. 31-3 | 2,79 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1970 | 91,79 | 5,7357 | 43 | 0,3398 | 12,5 | 0,992 | 0,643 | 1,79 | 3,21 |
| 24 | Уз. 31-3 | ул. Ленина, 200 | 25,99 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1970 | 91,77 | 1,6979 | 43 | 3,1656 | 12,5 | 0,955 | 0,642 | 0,53 | 3,23 |

Котельная № 24. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 24» и заканчивается потребителем «Детский сад № 5 «Голубок» (рис. 48).



Рисунок 48. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

В табл. 114 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 49 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 49.

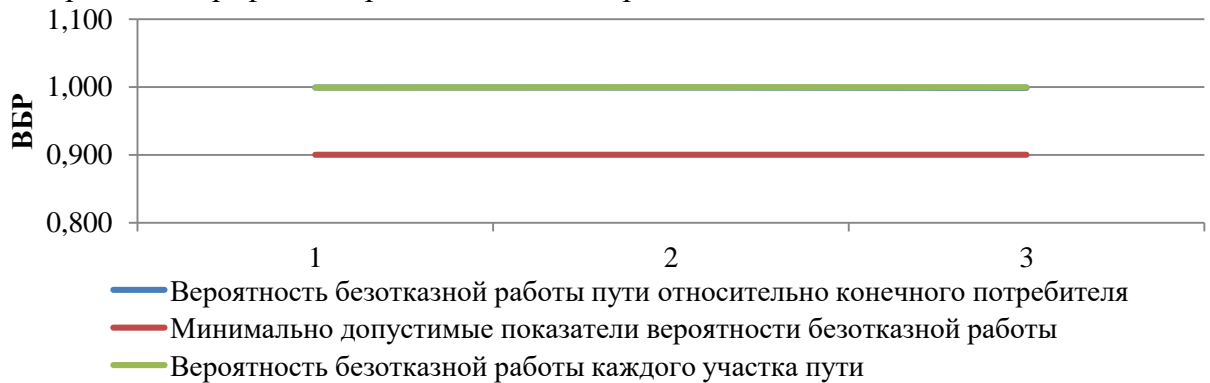


Рисунок 49. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

Таблица 114

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная № 24 | Уз. 1 | 60,87 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 2003 | | 2,3949 | 10 | 0,0609 | 12,5 | 0,999 | 0,999 | 0,32 | 0,60 |
| 2 | Уз. 1 | Задвижка Ду50 | 9,37 | 0,05 | 0,05 | Подвальная | 2003 | | 2,3947 | 10 | 0,0094 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 0,04 | 0,60 |
| 3 | Задвижка Ду50 | Детсад № 5 "Голубок" | 7,01 | 0,05 | 0,05 | Подвальная | 2003 | | 2,3946 | 10 | 0,0070 | 12,5 | 1,000 | 0,999 | 0,03 | 0,60 |

Таблица 115

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 27» до потребителя ул. Лермонтова, 7, АБК

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №27 | надз / подз | 13,68 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 95 | 45,6789 | 27 | 0,0344 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20 | 19,98 |
| 2 | надз / подз | ТК-1 | 28,5 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,96 | 45,6784 | 27 | 0,0717 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,04 | 19,98 |
| 3 | ТК-1 | Уз. 1, Ду150 | 2,53 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,86 | 23,6081 | 27 | 0,0064 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,14 | 10,33 |
| 4 | Уз. 1, Ду150 | Уз. 2 | 18,68 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,84 | 23,608 | 27 | 0,0470 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,16 | 10,33 |
| 5 | Уз. 2 | Уз. 3 | 36,05 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,72 | 22,0548 | 27 | 0,0907 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,28 | 9,65 |
| 6 | Уз. 3 | Уз. 4 | 21,79 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,47 | 20,9049 | 27 | 0,0548 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,53 | 9,15 |
| 7 | Уз. 4 | Уз. 4, Ду80 | 2,77 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,3 | 15,7009 | 27 | 0,0070 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,7 | 4,91 |
| 8 | Уз. 4, Ду80 | Уз. 6 | 26 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,28 | 15,7008 | 27 | 0,0654 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,72 | 4,91 |
| 9 | Уз. 6 | Уз. 7 | 45,69 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,1 | 12,9711 | 27 | 0,1149 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 20,9 | 4,05 |
| 10 | Уз. 7 | Уз. 8 | 77,14 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,7 | 10,2722 | 27 | 0,1940 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 21,3 | 3,21 |
| 11 | Уз. 8 | Уз. 8, Ду80 | 20,88 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1987 | 92,85 | 5,9253 | 27 | 0,0525 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 22,15 | 1,85 |
| 12 | Уз. 8, Ду80 | Уз. 9 | 39,2 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1987 | 92,54 | 5,9252 | 27 | 0,0986 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 22,46 | 1,85 |
| 13 | Уз. 9 | подз. / надз. | 40,23 | 0,04 | 0,04 | Подземная бесканальная | 1987 | 91,96 | 1,0256 | 27 | 0,1012 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 23,04 | 0,32 |
| 14 | подз. / надз. | Уз. 17, Ду40 | 22,09 | 0,04 | 0,04 | Надземная | 1987 | 89,1 | 1,0255 | 27 | 0,0556 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 25,9 | 0,32 |
| 15 | Уз. 17, Ду40 | Уз. 17 | 3,23 | 0,033 | 0,033 | Надземная | 1987 | 87,69 | 1,0255 | 27 | 0,0081 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 27,31 | 0,32 |
| 16 | Уз. 17 | Уз. 17а, Ду32 | 20,94 | 0,033 | 0,033 | Подвальная | 1987 | 87,48 | 0,512 | 27 | 0,0527 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 27,52 | 0,16 |
| 17 | Уз. 17а, Ду32 | ул. Лермонтова, 7, АБК | 28,24 | 0,033 | 0,033 | Подземная бесканальная | 1987 | 85,85 | 0,5119 | 27 | 0,0710 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 29,15 | 0,16 |

Котельная № 29. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 29» и заканчивается потребителем «Базарная площадь, магазин» (рис. 52).



Рисунок 52. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

В табл. 116 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 53 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 53.

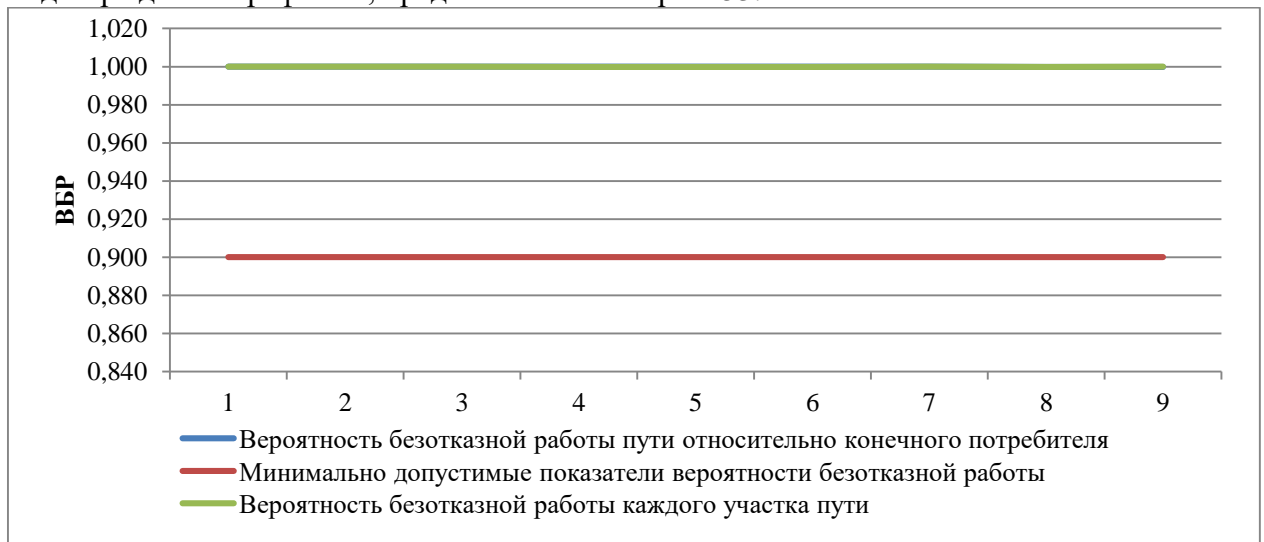


Рисунок 53. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

Таблица 116

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|------------------------------|------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №29 | ТК-29-1, Ду100 | 10,63 | 0,125 | 0,125 | Подземная бесканальная | 1987 | 95 | 20,1734 | 27 | 0,0267 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20 | 8,83 |
| 2 | ТК-29-1, Ду100 | ТК-29-1 | 2,38 | 0,125 | 0,125 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,92 | 20,1732 | 27 | 0,0060 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,08 | 8,83 |
| 3 | ТК-29-1 | ТК-29-2 | 9,31 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1987 | 94,9 | 7,5687 | 27 | 0,0234 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,1 | 3,31 |
| 4 | ТК-29-2 | ТК- 20-2 | 24,47 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1987 | 94,68 | 7,0256 | 27 | 0,0616 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,32 | 3,07 |
| 5 | ТК- 20-2 | ТК- 20-1 | 19,75 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1987 | 94,04 | 6,9881 | 27 | 0,0497 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 20,96 | 3,06 |
| 6 | ТК- 20-1 | ТК-20 | 20,44 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1987 | 93,53 | 6,2736 | 27 | 0,0514 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 21,47 | 2,74 |
| 7 | ТК-20 | ТК-20, Ду50 | 3,21 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1987 | 92,94 | 1,7278 | 27 | 0,0081 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 22,06 | 0,54 |
| 8 | ТК-20, Ду50 | Ответвление на ЦТП МУП "ГВК" | 84,17 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1987 | 92,78 | 1,7278 | 27 | 0,2117 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 22,22 | 0,54 |
| 9 | Ответвление на ЦТП МУП "ГВК" | Базарная площадь, магазин | 79,54 | 0,033 | 0,033 | Подземная бесканальная | 1987 | 88,61 | 0,5201 | 27 | 0,2001 | 12,5 | 1,000 | 1,000 | 26,39 | 0,16 |

Котельная № 31. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 31» и заканчивается потребителем «Школа № 1, мастерские» (рис. 54).



Рисунок 54. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

В табл. 117 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с принятой методикой.

На рис. 55 представлена иллюстрация расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа ниже $P_j \geq 0,9$. Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 55.

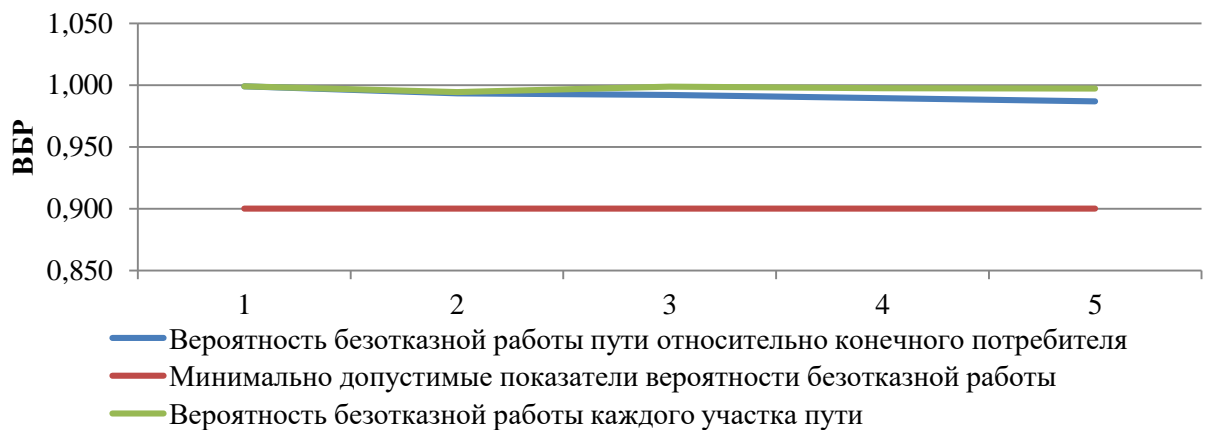


Рисунок 55. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

Таблица 117

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Г кал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии откaze участка, Г кал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|---|--|---|
| 1 | Котельная № 31 | Задвижка Ду100 | 14,11 | 0,1 | 0,1 | Подземная канальная | 1987 | 95 | 23,4371 | 26 | 0,0313 | 12,5 | 0,999 | 0,999 | 4,01 | 0 | 7,32 |
| 2 | Задвижка Ду100 | Уз. 1 | 70,4 | 0,1 | 0,1 | Подземная канальная | 1987 | 94,91 | 23,4369 | 26 | 0,1563 | 12,5 | 0,994 | 0,993 | 23,07 | 0,09 | 7,32 |
| 3 | Уз. 1 | Разветвление на Уз. школы | 16,94 | 0,1 | 0,1 | Подвальная | 1987 | 93,76 | 23,4357 | 26 | 0,0376 | 12,5 | 0,999 | 0,992 | 4,85 | 1,24 | 7,32 |
| 4 | Разветвление на Уз. школы | Вывод школы № 1 | 51,7 | 0,069 | 0,069 | Подвальная | 1987 | 93,61 | 2,0007 | 26 | 0,1148 | 12,5 | 0,997 | 0,989 | 0,90 | 1,39 | 0,63 |
| 5 | Вывод школы № 1 | Школа № 1, мастерские | 74,21 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1987 | 91,97 | 2,0003 | 26 | 0,1647 | 12,5 | 0,997 | 0,987 | 0,93 | 3,03 | 0,63 |

Котельная № 3. Участок тепловой сети начинается от камеры вывод Котельная № 3 и заканчивается потребителем по ул. Верхнефилатовская, 1 (рис. 56).



Рисунок 56. Трассировка участка тепловой сети от камеры вывод Котельная № 3 до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1

В табл. 118 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей Главы.

На рис. 57 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа ниже $P_j \geq 0,9$. Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 57.

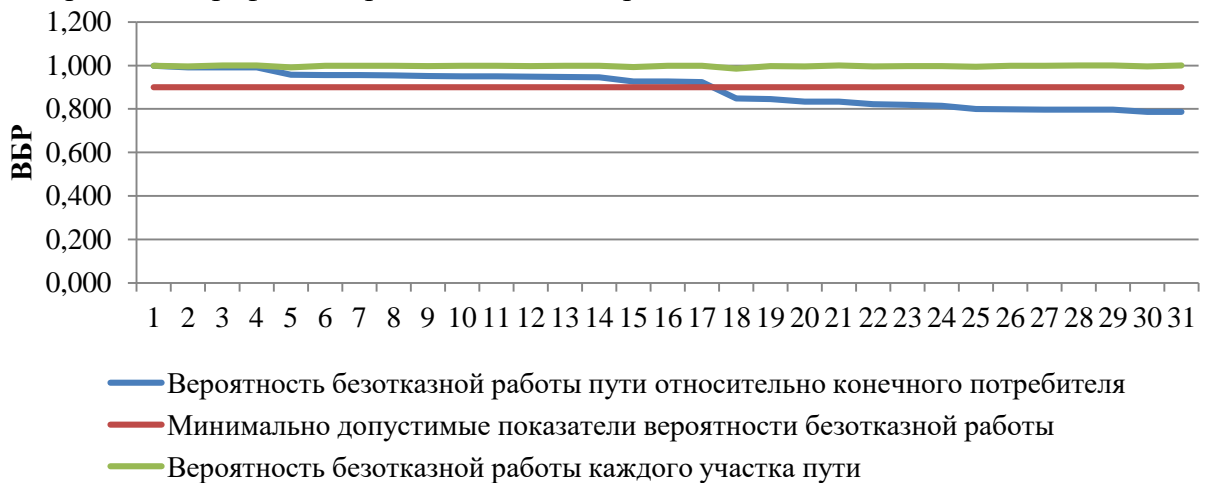


Рисунок 57. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Выход - Котельная № 3» до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 3»
до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1**

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №3 | Уз.1а | 12,86 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | 95 | 106,475 | 8 | 0,0129 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 46,58 | 0 |
| 2 | Уз.1а | ТК-1, Ду200 | 49,48 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | 94,99 | 106,474 | 8 | 0,0495 | 17,5 | 0,996 | 0,991 | 46,58 | 0,01 |
| 3 | ТК-1, Ду200 | ТК-1 | 2,62 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2005 | 94,95 | 106,4706 | 8 | 0,0026 | 17,5 | 1,000 | 0,991 | 46,58 | 0,05 |
| 4 | ТК-1 | ТК-1, Ду250 | 2,51 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2012 | 94,95 | 105,7696 | 1 | 0,0025 | 17,5 | 1,000 | 0,991 | 46,27 | 0,05 |
| 5 | ТК-1, Ду250 | Переход с надз в подз канал | 85,51 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 2012 | 94,95 | 105,7694 | 1 | 0,0855 | 17,5 | 0,991 | 0,957 | 46,27 | 0,05 |
| 6 | Переход с надз в подз канал | ТК-2 | 19,96 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,87 | 105,7601 | 1 | 0,0200 | 17,5 | 0,998 | 0,956 | 46,27 | 0,13 |
| 7 | ТК-2 | Переход подз б/кан в подз кан | 7,94 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,86 | 105,7579 | 1 | 0,0079 | 17,5 | 0,999 | 0,955 | 46,27 | 0,14 |
| 8 | Переход подз б/кан в подз кан | ТК-3 | 10,12 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,85 | 105,757 | 1 | 0,0101 | 17,5 | 0,999 | 0,955 | 46,27 | 0,15 |
| 9 | ТК-3 | ТК-4 | 31,9 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,84 | 105,7559 | 1 | 0,0319 | 17,5 | 0,997 | 0,951 | 46,27 | 0,16 |
| 10 | ТК-4 | Переход подз кан в подз б/кан | 11,23 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,81 | 105,7524 | 1 | 0,0112 | 17,5 | 0,999 | 0,950 | 46,27 | 0,19 |
| 11 | Переход подз кан в подз б/кан | ТК-5 | 7,43 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,81 | 105,7512 | 1 | 0,0074 | 17,5 | 0,999 | 0,950 | 46,27 | 0,19 |
| 12 | ТК-5 | ТК-6 | 23,93 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,8 | 101,7224 | 1 | 0,0239 | 17,5 | 0,998 | 0,948 | 44,50 | 0,2 |
| 13 | ТК-6 | Переход подз б/кан в подз кан | 17,32 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,77 | 101,7198 | 1 | 0,0173 | 17,5 | 0,998 | 0,947 | 44,50 | 0,23 |
| 14 | Переход подз б/кан в подз кан | Переход подз кан в подз б/кан | 13,25 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,76 | 101,7179 | 1 | 0,0133 | 17,5 | 0,999 | 0,946 | 44,50 | 0,24 |
| 15 | Переход подз кан в подз б/кан | Переход подз б/кан в подз кан | 66,49 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,75 | 101,7164 | 1 | 0,0665 | 17,5 | 0,993 | 0,927 | 44,50 | 0,25 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в |
|---------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 16 | Переход подз б/кан в подз кан | Переход подз кан в подз б/кан | 13,86 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,68 | 101,7092 | 1 | 0,0139 | 17,5 | 0,999 | 0,926 | 44,50 | 0,32 |
| 17 | Переход подз кан в подз б/кан | ТК-7 | 20,81 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2012 | 94,67 | 101,7077 | 1 | 0,0208 | 17,5 | 0,998 | 0,924 | 44,50 | 0,33 |
| 18 | ТК-7 | ТК-8 | 123,15 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,65 | 99,2932 | 1 | 0,1232 | 17,5 | 0,985 | 0,849 | 43,44 | 0,35 |
| 19 | ТК-8 | ТК-9 | 27,41 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 2012 | 94,56 | 95,5511 | 1 | 0,0274 | 17,5 | 0,997 | 0,846 | 41,80 | 0,44 |
| 20 | ТК-9 | ТК-10 | 60,75 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 2012 | 94,54 | 76,4013 | 1 | 0,0608 | 17,5 | 0,995 | 0,833 | 33,43 | 0,46 |
| 21 | ТК-10 | ТК-10, Ду150 | 2,55 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2005 | 94,48 | 31,9411 | 8 | 0,0026 | 17,5 | 1,000 | 0,833 | 13,97 | 0,52 |
| 22 | ТК-10, Ду150 | Уз. 24 | 67,36 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2005 | 94,47 | 31,941 | 8 | 0,0674 | 17,5 | 0,996 | 0,822 | 13,97 | 0,53 |
| 23 | Уз. 24 | Уз. 25 | 40,71 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 2005 | 94,33 | 24,3591 | 8 | 0,0407 | 17,5 | 0,998 | 0,819 | 10,66 | 0,67 |
| 24 | Уз. 25 | 150/100 | 27,43 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1987 | 94,21 | 8,2686 | 26 | 0,0609 | 17,5 | 0,997 | 0,815 | 3,62 | 0,79 |
| 25 | 150/100 | Уз. 26а | 68,49 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,98 | 8,2676 | 26 | 0,1520 | 12,5 | 0,994 | 0,799 | 2,58 | 1,02 |
| 26 | Уз. 26а | Уз. 26б | 16,45 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,54 | 7,3137 | 26 | 0,0365 | 12,5 | 0,999 | 0,798 | 2,29 | 1,46 |
| 27 | Уз. 26б | Уз. 26 | 22,39 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,41 | 6,5058 | 26 | 0,0497 | 12,5 | 0,998 | 0,797 | 2,03 | 1,59 |
| 28 | Уз. 26 | 100/80 | 2,11 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1987 | 93,22 | 5,7495 | 26 | 0,0047 | 12,5 | 1,000 | 0,797 | 1,80 | 1,78 |
| 29 | 100/80 | Вывод маг. "Престиж-Н" | 3,85 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 93,2 | 5,7495 | 26 | 0,0085 | 12,5 | 1,000 | 0,797 | 1,80 | 1,8 |
| 30 | Вывод маг. "Престиж-Н" | Ввод ж/д 1 | 63,17 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1987 | 93,16 | 5,7494 | 26 | 0,1402 | 12,5 | 0,996 | 0,786 | 1,80 | 1,84 |
| 31 | Ввод ж/д 1 | ул. Верхнефилатовская, 1 | 1,57 | 0,082 | 0,082 | Подвальная | 1987 | 92,58 | 5,7487 | 26 | 0,0035 | 12,5 | 1,000 | 0,786 | 1,80 | 2,42 |

Котельная № 20. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 20» и заканчивается потребителем «Ж/д № 10, КХ «Расчет» (рис. 58).

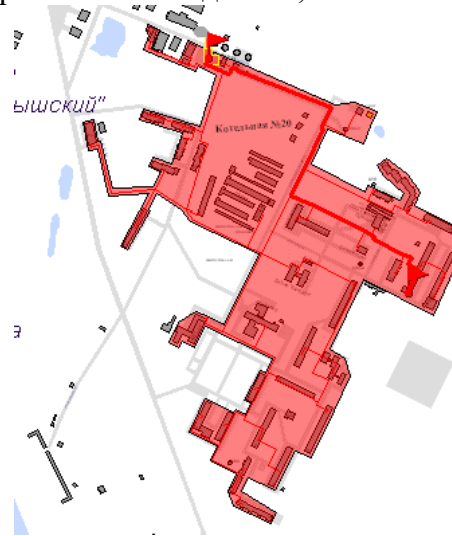


Рисунок 58. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

В табл. 119 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 59 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 5, 6 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

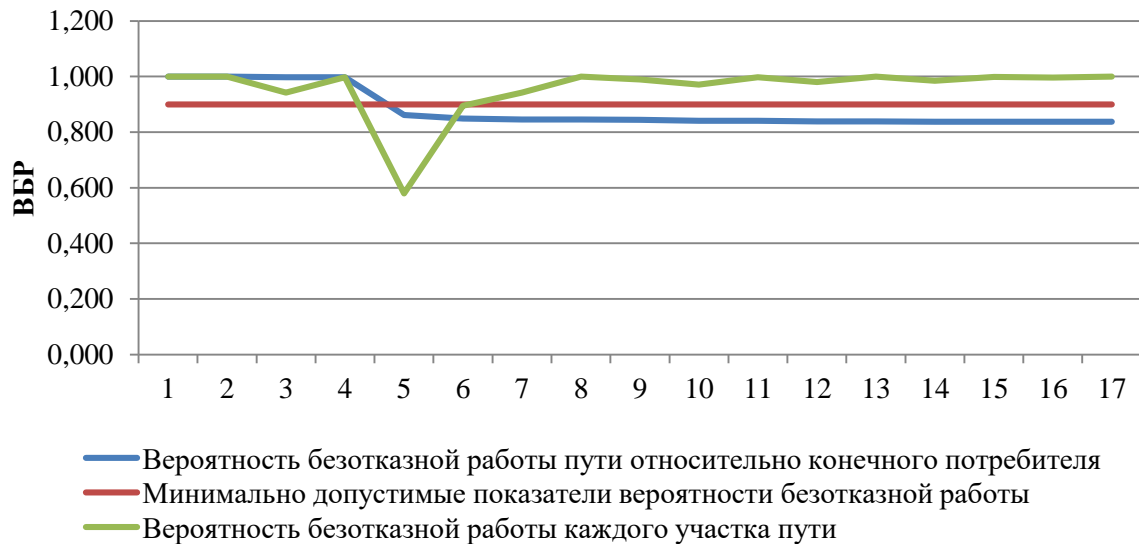


Рисунок 59. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

Таблица 119

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 20 | Уз. 1 | 11,2 | 0,357 | 0,357 | Надземная | 2013 | 95 | 471,6515 | 0 | 0,0000 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 206,35 | 0 |
| 2 | Уз. 1 | Уз. 2 | 9,14 | 0,357 | 0,357 | Надземная | 2013 | 94,99 | 471,6488 | 0 | 0,0000 | 17,5 | 1,000 | 1,000 | 206,35 | 0,01 |
| 3 | Уз. 2 | Уз. 3 | 40,33 | 0,357 | 0,357 | Надземная | 1978 | 94,99 | 467,8848 | 35 | 0,4237 | 17,5 | 0,942 | 0,998 | 204,70 | 0,01 |
| 4 | Уз. 3 | Уз. 3, Ду250 | 2,86 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1978 | 94,97 | 222,7752 | 35 | 0,0300 | 17,5 | 0,997 | 0,998 | 97,46 | 0,03 |
| 5 | Уз. 3, Ду250 | Уз. 6 | 320,32 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1978 | 94,96 | 222,7749 | 35 | 3,3648 | 17,5 | 0,579 | 0,861 | 97,46 | 0,04 |
| 6 | Уз. 6 | Уз. 9 | 115,26 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1978 | 94,68 | 222,2442 | 35 | 1,2108 | 17,5 | 0,894 | 0,849 | 97,23 | 0,32 |
| 7 | Уз. 9 | ТК-38 | 68,52 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1978 | 94,59 | 153,2912 | 35 | 0,7198 | 17,5 | 0,942 | 0,845 | 67,06 | 0,41 |
| 8 | ТК-38 | ТК-38, Ду150 | 2,67 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,52 | 64,1442 | 29 | 0,0089 | 17,5 | 1,000 | 0,845 | 28,06 | 0,48 |
| 9 | ТК-38, Ду150 | ТК-39 | 55,1 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,51 | 64,1441 | 29 | 0,1838 | 17,5 | 0,990 | 0,844 | 28,06 | 0,49 |
| 10 | ТК-39 | ТК-40 | 131,56 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,47 | 51,2177 | 29 | 0,4389 | 17,5 | 0,971 | 0,841 | 22,41 | 0,53 |
| 11 | ТК-40 | ТК-41 | 17,64 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,34 | 50,2679 | 29 | 0,0588 | 17,5 | 0,997 | 0,840 | 21,99 | 0,66 |
| 12 | ТК-41 | ТК-42 | 95,79 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,33 | 48,1178 | 29 | 0,3196 | 17,5 | 0,980 | 0,839 | 21,05 | 0,67 |
| 13 | ТК-42 | ТК-42, Ду150 | 2,94 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1984 | 94,23 | 41,6084 | 29 | 0,0098 | 17,5 | 1,000 | 0,839 | 18,20 | 0,77 |
| 14 | ТК-42, Ду150 | Ввод ж/д 10 | 50,4 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1981 | 94,22 | 41,6083 | 32 | 0,2807 | 17,5 | 0,984 | 0,838 | 18,20 | 0,78 |
| 15 | Ввод ж/д 10 | Уз. 43 | 6,27 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1984 | 94,16 | 41,6062 | 29 | 0,0209 | 17,5 | 0,999 | 0,838 | 18,20 | 0,84 |
| 16 | Уз. 43 | отпайка на уз. 4 ж/д 10 | 37,22 | 0,1 | 0,1 | Подвальная | 1984 | 94,15 | 0,7016 | 29 | 0,1242 | 12,5 | 0,996 | 0,838 | 0,22 | 0,85 |
| 17 | отпайка на уз. 4 ж/д 10 | ж/д № 10, КХ "Расчет" | 21,71 | 0,027 | 0,027 | Подвальная | 1984 | 91,94 | 0,701 | 29 | 0,0724 | 12,5 | 0,999 | 0,838 | 0,22 | 3,06 |

Котельная № 22. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 22» и заканчивается потребителем «Эстетический центр» (рис. 60).



Рисунок 60. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

В табл. 120 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 61 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 4, 5, 6 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

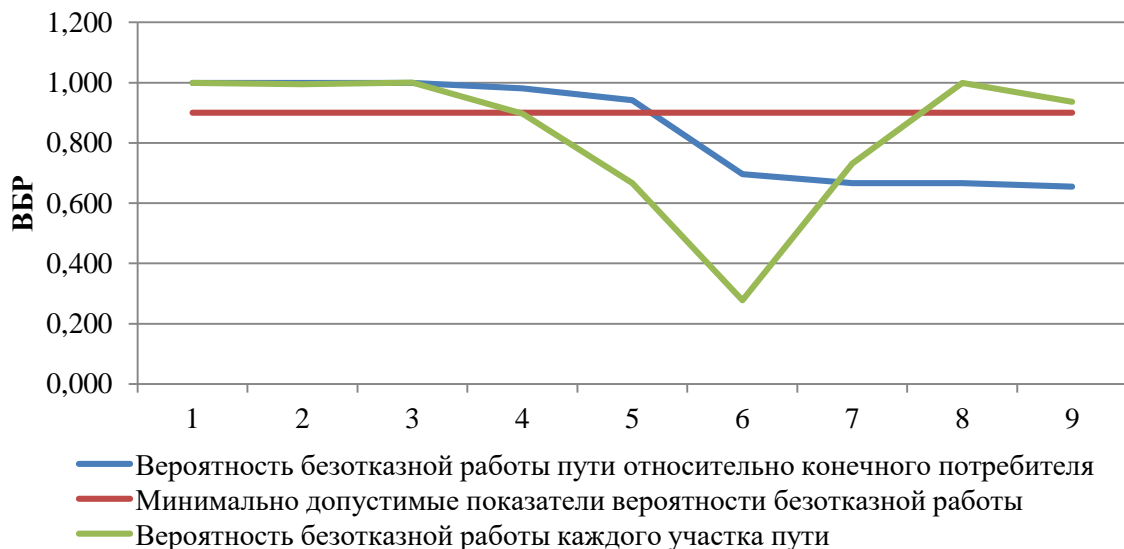


Рисунок 61. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

Таблица 120

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 22 | 250/400 | 4,91 | 0,414 | 0,414 | Подземная бесканальная | 2007 | 95 | 492,668 | 6 | 0,0049 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 215,54 | 0 |
| 2 | 250/400 | Уз. 1, Ду250 | 35,2 | 0,414 | 0,414 | Надземная | 2007 | 95 | 492,6666 | 6 | 0,0352 | 17,5 | 0,994 | 0,999 | 215,54 | 0 |
| 3 | Уз. 1, Ду250 | Уз. 1 | 2,89 | 0,414 | 0,414 | Подземная бесканальная | 2007 | 94,99 | 492,6563 | 6 | 0,0029 | 17,5 | 1,000 | 0,999 | 215,54 | 0,01 |
| 4 | Уз. 1 | ТК-3 | 113,49 | 0,309 | 0,309 | Надземная | 1980 | 94,99 | 250,3821 | 33 | 0,7698 | 17,5 | 0,897 | 0,981 | 109,54 | 0,01 |
| 5 | ТК-3 | ТК-4 | 74,47 | 0,309 | 0,309 | Надземная | 1973 | 94,93 | 240,1586 | 40 | 3,1207 | 17,5 | 0,666 | 0,942 | 105,07 | 0,07 |
| 6 | ТК-4 | ТК-5 | 217,69 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 1973 | 94,89 | 67,0542 | 40 | 9,1223 | 17,5 | 0,278 | 0,696 | 29,34 | 0,11 |
| 7 | ТК-5 | ТК-6 | 69,98 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 1973 | 94,55 | 51,3318 | 40 | 2,9325 | 17,5 | 0,731 | 0,667 | 22,46 | 0,45 |
| 8 | ТК-6 | ТК-6, Ду50 | 3,17 | 0,05 | 0,05 | Подземная канальная | 1974 | 94,42 | 2,3316 | 39 | 0,0971 | 12,5 | 0,999 | 0,667 | 0,73 | 0,58 |
| 9 | ТК-6, Ду50 | Эстетический центр | 118,48 | 0,05 | 0,05 | Подземная канальная | 1974 | 94,37 | 2,3316 | 39 | 3,6290 | 12,5 | 0,936 | 0,655 | 0,73 | 0,63 |

Котельная № 16. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 16» и заканчивается потребителем ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г. (рис. 62).

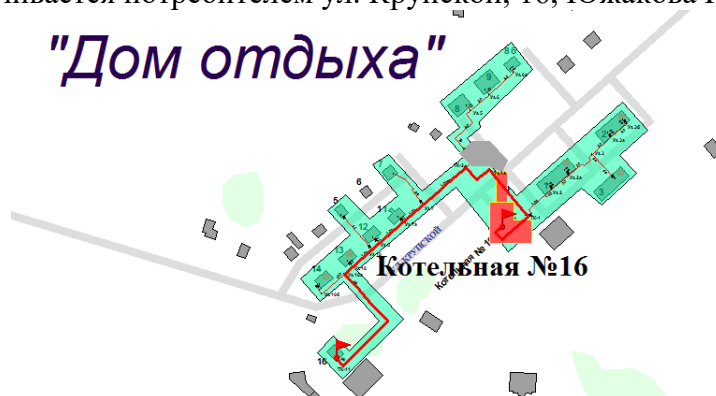


Рисунок 62. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16» до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.

В табл. 121 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 63 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 63.

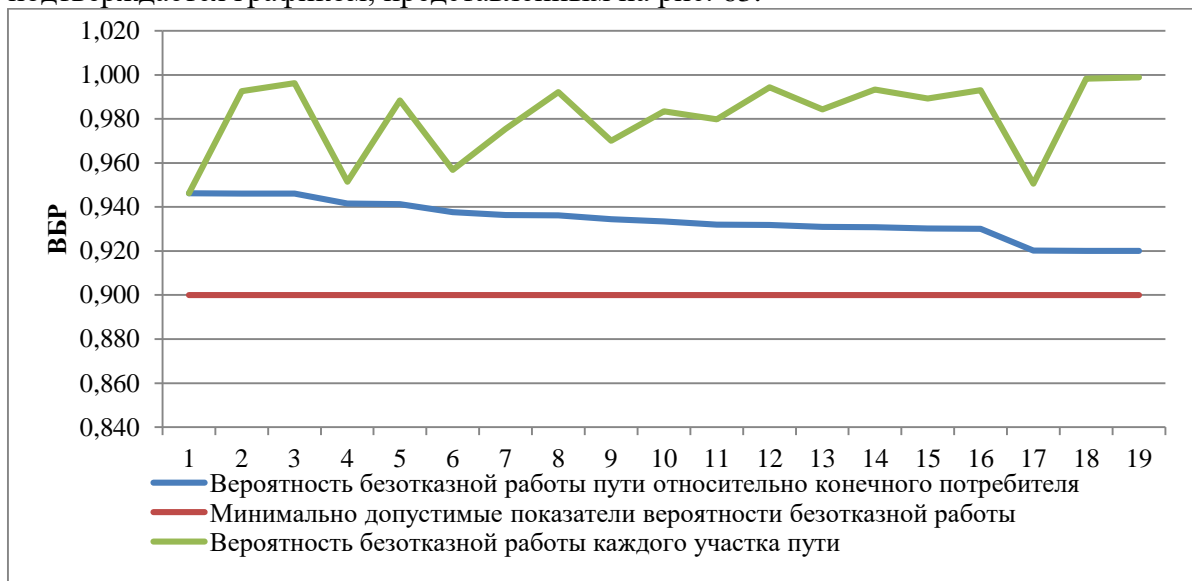


Рисунок 63. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16» до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.

Таблица 121

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16»
до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.**

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная №16 | Надз/подз | 38,75 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 10,8196 | 40 | 1,6238 | 12,5 | 0,946 | 0,946 | 90 | 2,70 |
| 2 | Надз/подз | ТК-1 | 5,7 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1974 | 10,8191 | 40 | 0,2389 | 12,5 | 0,993 | 0,946 | 90 | 2,70 |
| 3 | ТК-1 | ТК-1 звдвижка Ду100 | 2,95 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 4,2236 | 40 | 0,1236 | 12,5 | 0,996 | 0,946 | 90 | 1,06 |
| 4 | ТК-1 звдвижка Ду100 | Надз/ подз | 35,24 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 4,2236 | 40 | 1,4767 | 12,5 | 0,951 | 0,942 | 90 | 1,06 |
| 5 | Надз/ подз | Уз. 1а | 8,86 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1974 | 4,2231 | 40 | 0,3713 | 12,5 | 0,988 | 0,941 | 90 | 1,06 |
| 6 | Уз. 1а | ТК-2 | 31,52 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 4,223 | 40 | 1,3209 | 12,5 | 0,957 | 0,938 | 90 | 1,06 |
| 7 | ТК-2 | Задвижка Ду100 | 18,36 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 2,8683 | 40 | 0,7694 | 12,5 | 0,976 | 0,936 | 90 | 0,72 |
| 8 | Задвижка Ду100 | Надз/подз | 6,03 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1974 | 2,868 | 40 | 0,2527 | 12,5 | 0,992 | 0,936 | 90 | 0,72 |
| 9 | Надз/подз | Уз. 7 | 22,31 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 1974 | 2,8679 | 40 | 0,9349 | 12,5 | 0,970 | 0,934 | 90 | 0,72 |
| 10 | Уз. 7 | Уз. 7а | 22,52 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1976 | 2,5961 | 38 | 0,5140 | 12,5 | 0,983 | 0,933 | 90 | 0,65 |
| 11 | Уз. 7а | Уз. 8 | 26,99 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1976 | 2,0955 | 38 | 0,6160 | 12,5 | 0,980 | 0,932 | 90 | 0,52 |
| 12 | Уз. 8 | Уз. 10 | 7,93 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1976 | 1,5949 | 38 | 0,1810 | 12,5 | 0,994 | 0,932 | 90 | 0,40 |
| 13 | Уз. 10 | Уз. 10 | 21,22 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1976 | 1,3146 | 38 | 0,4843 | 12,5 | 0,984 | 0,931 | 90 | 0,33 |
| 14 | Уз. 10 | Уз. 10а | 9,38 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1976 | 0,814 | 38 | 0,2141 | 12,5 | 0,993 | 0,931 | 90 | 0,20 |
| 15 | Уз. 10а | Надз/подз | 18,59 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1976 | 0,3132 | 38 | 0,4243 | 12,5 | 0,989 | 0,930 | 90 | 0,08 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде | Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 16 | Надз/подз | Подз/надз | 12,22 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1976 | 0,3131 | 38 | 0,2789 | 12,5 | 0,993 | 0,930 | 90 | 0,08 |
| 17 | Подз/надз | ТК-11 | 75 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1976 | 0,3129 | 38 | 1,7118 | 12,5 | 0,951 | 0,920 | 90 | 0,08 |
| 18 | ТК-11 | ТК-11 Ду 50 | 5,56 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1976 | 0,3122 | 38 | 0,1269 | 12,5 | 0,998 | 0,920 | 90 | 0,08 |
| 19 | ТК-11 Ду 50 | ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г. | 3,48 | 0,05 | 0,05 | Подвальная | 1976 | 0,3122 | 38 | 0,0794 | 12,5 | 0,999 | 0,920 | 90 | 0,08 |

Котельная № 15. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 15» и заканчивается потребителем по ул. Левобережная, 48 (рис. 64).

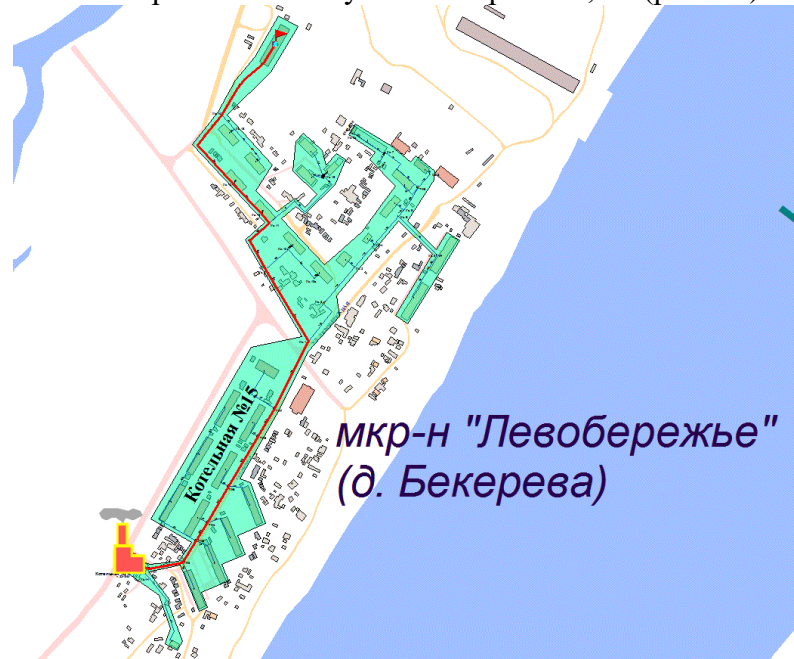


Рисунок 64. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

В табл. 122 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 65 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 15, 16 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

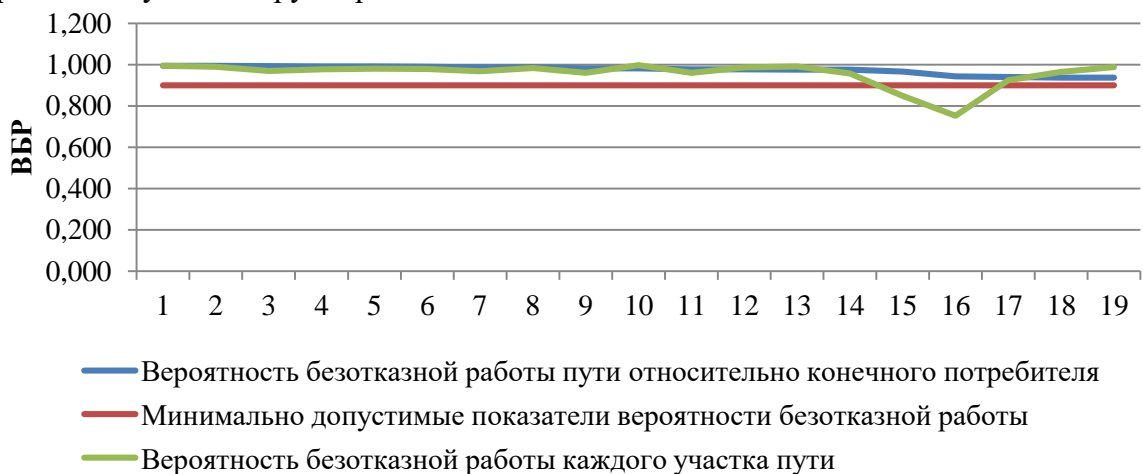


Рисунок 65. ВБР относительно ТК участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

Таблица 122

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 15 | Уз в котельной | 8,97 | 0,259 | 0,259 | Подвальная | 1980 | 95 | 74,9591 | 33 | 0,0608 | 17,5 | 0,994 | 0,994 | 32,79 | 0 |
| 2 | Уз в котельной | ТК-1 | 16,18 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 1980 | 94,99 | 74,7081 | 33 | 0,1098 | 17,5 | 0,990 | 0,994 | 32,68 | 0,01 |
| 3 | ТК-1 | ТК-2 | 45,62 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 1980 | 94,98 | 74,7064 | 33 | 0,3094 | 17,5 | 0,969 | 0,993 | 32,68 | 0,02 |
| 4 | ТК-2 | ТК-3 | 34,4 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 1980 | 94,93 | 71,394 | 33 | 0,2333 | 17,5 | 0,977 | 0,992 | 31,23 | 0,07 |
| 5 | ТК-3 | ТК-4 | 29,24 | 0,259 | 0,259 | Подземная канальная | 1980 | 94,89 | 58,5646 | 33 | 0,1983 | 17,5 | 0,981 | 0,991 | 25,62 | 0,11 |
| 6 | ТК-4 | ТК-5 | 55,84 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1980 | 94,86 | 52,1198 | 33 | 0,3788 | 17,5 | 0,979 | 0,990 | 22,80 | 0,14 |
| 7 | ТК-5 | ТК-6 | 78,82 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1980 | 94,8 | 45,3495 | 33 | 0,5346 | 17,5 | 0,969 | 0,987 | 19,84 | 0,2 |
| 8 | ТК-6 | ТК-7 | 44,13 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1980 | 94,71 | 41,9567 | 33 | 0,2993 | 17,5 | 0,984 | 0,987 | 18,36 | 0,29 |
| 9 | ТК-7 | Подз./Надз | 95,61 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1980 | 94,65 | 38,7341 | 33 | 0,6485 | 17,5 | 0,961 | 0,982 | 16,95 | 0,35 |
| 10 | Подз./Надз | Уз. 1 | 5,79 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1980 | 94,52 | 38,7308 | 33 | 0,0393 | 17,5 | 0,998 | 0,982 | 16,94 | 0,48 |
| 11 | Уз. 1 | Уз. 9 | 112,55 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1980 | 94,51 | 21,8911 | 33 | 0,7634 | 17,5 | 0,961 | 0,978 | 9,58 | 0,49 |
| 12 | Уз. 9 | Переход Ду125/Ду100 | 44,42 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1980 | 94,21 | 16,8564 | 33 | 0,3013 | 17,5 | 0,987 | 0,977 | 7,37 | 0,79 |
| 13 | Переход Ду125/Ду100 | Уз. 11 | 36,28 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1980 | 94,06 | 16,8554 | 33 | 0,2461 | 12,5 | 0,992 | 0,977 | 5,27 | 0,94 |
| 14 | Уз. 11 | Уз. 12 | 16,33 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1971 | 93,95 | 13,649 | 42 | 1,3631 | 12,5 | 0,957 | 0,976 | 4,27 | 1,05 |
| 15 | Уз. 12 | Уз. 13 | 55,46 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1971 | 93,88 | 11,3319 | 42 | 4,6292 | 12,5 | 0,848 | 0,967 | 3,54 | 1,12 |
| 16 | Уз. 13 | Переход Ду100/Ду80 | 88,62 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1971 | 93,62 | 8,9963 | 42 | 7,3971 | 12,5 | 0,753 | 0,943 | 2,81 | 1,38 |
| 17 | Переход Ду100/Ду80 | Уз. 14 | 35,17 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1971 | 93,1 | 8,9951 | 42 | 2,9356 | 12,5 | 0,924 | 0,940 | 2,81 | 1,9 |
| 18 | Уз. 14 | Ду80 | 88,58 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1977 | 92,91 | 4,3049 | 36 | 1,1851 | 12,5 | 0,964 | 0,937 | 1,35 | 2,09 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 19 | Ду80 | ул. Левобережная, 48 | 32,83 | 0,082 | 0,082 | Надземная | 1977 | 91,91 | 4,3041 | 36 | 0,4392 | 12,5 | 0,988 | 0,937 | 1,35 | 3,09 |

Котельная № 19. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 19» и заканчивается потребителем по ул. Калинина, 5 (рис. 66).

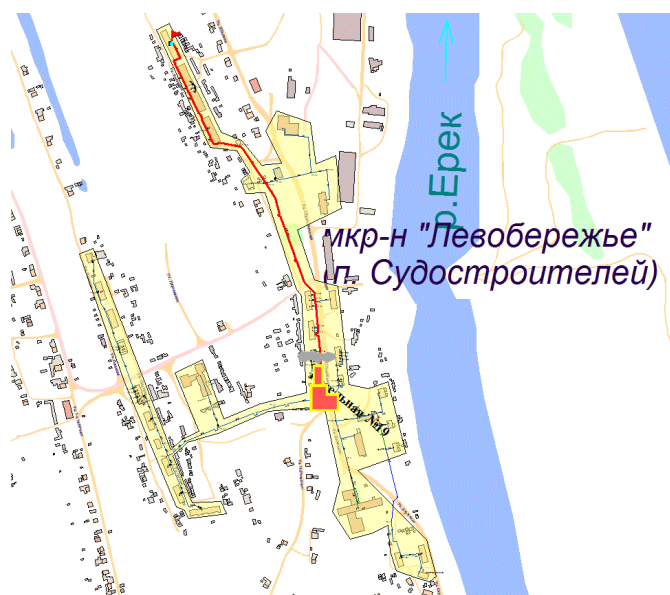


Рисунок 66. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19» до потребителя по ул. Калинина, 5

В табл. 123 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 67 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 67.



Рисунок 67. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19» до потребителя по ул. Калинина, 5

Таблица 123

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19»
до потребителя по ул. Калинина, 5**

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | Котельная № 19 | Уз. Вывод из кот. | 6,02 | 0,207 | 0,207 | Повдальная | 1980 | 95 | 98,9134 | 33 | 0,0408 | 17,5 | 0,997 | 0,997 | 43,27 | 0 |
| 2 | Уз. Вывод из кот. | Уз. 1 | 11,05 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 95 | 98,913 | 33 | 0,0750 | 17,5 | 0,995 | 0,997 | 43,27 | 0 |
| 3 | Уз. 1 | Уз. 2 | 3,2 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,99 | 69,4692 | 33 | 0,0217 | 17,5 | 0,998 | 0,997 | 30,39 | 0,01 |
| 4 | Уз. 2 | надз. / подз. | 27,33 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,98 | 25,0916 | 33 | 0,1854 | 17,5 | 0,986 | 0,996 | 10,98 | 0,02 |
| 5 | надз. / подз. | подз. / надз. | 10,25 | 0,207 | 0,207 | Подземная бесканальная | 1980 | 94,9 | 25,0897 | 33 | 0,0695 | 17,5 | 0,995 | 0,996 | 10,98 | 0,1 |
| 6 | подз. / надз. | Уз. 3 | 15,7 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,86 | 25,089 | 33 | 0,1065 | 17,5 | 0,992 | 0,996 | 10,98 | 0,14 |
| 7 | Уз. 3 | Уз. 4 | 30,77 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1973 | 94,81 | 22,9604 | 40 | 1,2894 | 17,5 | 0,906 | 0,992 | 10,05 | 0,19 |
| 8 | Уз. 4 | Уз. 9 | 45,06 | 0,207 | 0,207 | Надземная | 1980 | 94,7 | 22,564 | 33 | 0,3056 | 17,5 | 0,976 | 0,991 | 9,87 | 0,3 |
| 9 | Уз. 9 | Уз. 10 | 4,63 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1973 | 94,54 | 21,5591 | 40 | 0,1940 | 17,5 | 0,990 | 0,991 | 9,43 | 0,46 |
| 10 | Уз. 10 | Уз. 11 | 40,08 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1980 | 94,52 | 20,5572 | 33 | 0,2719 | 17,5 | 0,985 | 0,990 | 8,99 | 0,48 |
| 11 | Уз. 11 | Уз. 12 | 8,61 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1973 | 94,4 | 19,7891 | 40 | 0,3608 | 17,5 | 0,982 | 0,989 | 8,66 | 0,6 |
| 12 | Уз. 12 | Уз. 13 | 1,8 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1973 | 94,37 | 17,4528 | 40 | 0,0754 | 17,5 | 0,996 | 0,989 | 7,64 | 0,63 |
| 13 | Уз. 13 | Уз. 14 | 9,34 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1973 | 94,36 | 16,6861 | 40 | 0,3914 | 17,5 | 0,981 | 0,989 | 7,30 | 0,64 |
| 14 | Уз. 14 | надз. / подз. | 4,88 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1980 | 94,33 | 15,9188 | 33 | 0,0331 | 17,5 | 0,998 | 0,989 | 6,96 | 0,67 |
| 15 | надз. / подз. | подз. / надз. | 26,01 | 0,15 | 0,15 | Подземная бесканальная | 1980 | 94,31 | 15,9186 | 33 | 0,1764 | 17,5 | 0,991 | 0,989 | 6,96 | 0,69 |
| 16 | подз. / надз. | Ду150 / Ду125 | 100,38 | 0,15 | 0,15 | Надземная | 1980 | 94,2 | 15,9177 | 33 | 0,6809 | 17,5 | 0,958 | 0,983 | 6,96 | 0,8 |
| 17 | Ду150 / Ду125 | Уз. 15 | 101,95 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1980 | 93,79 | 15,9143 | 33 | 0,6915 | 17,5 | 0,965 | 0,978 | 6,96 | 1,21 |
| 18 | Уз. 15 | надз. / подз. | 33,95 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1980 | 93,43 | 13,2558 | 33 | 0,2303 | 17,5 | 0,990 | 0,977 | 5,80 | 1,57 |
| 19 | надз. / подз. | подз. / надз. | 15,69 | 0,125 | 0,125 | Подземная бесканальная | 1980 | 93,29 | 13,255 | 33 | 0,1064 | 17,5 | 0,996 | 0,977 | 5,80 | 1,71 |
| 20 | подз. / надз. | Уз. 15а | 31,37 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1980 | 93,22 | 13,2547 | 33 | 0,2128 | 17,5 | 0,991 | 0,977 | 5,80 | 1,78 |
| 21 | Уз. 15а | подз. / надз. | 32,4 | 0,125 | 0,125 | Подземная бесканальная | 1980 | 93,09 | 13,254 | 33 | 0,2198 | 17,5 | 0,991 | 0,976 | 5,80 | 1,91 |

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 22 | подз. / надз. | Уз. 19 | 45,29 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1973 | 92,94 | 13,2532 | 40 | 1,8979 | 17,5 | 0,919 | 0,971 | 5,80 | 2,06 |
| 23 | Уз. 19 | надз. / подз. | 23,84 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1973 | 92,75 | 9,9867 | 40 | 0,9990 | 17,5 | 0,959 | 0,970 | 4,37 | 2,25 |
| 24 | надз. / подз. | подз. / надз. | 7,93 | 0,125 | 0,125 | Подземная бесканальная | 1973 | 92,62 | 9,9861 | 40 | 0,3323 | 17,5 | 0,987 | 0,970 | 4,37 | 2,38 |
| 25 | подз. / надз. | Ду125 / Ду100 | 4,56 | 0,125 | 0,125 | Надземная | 1973 | 92,57 | 9,9859 | 40 | 0,1911 | 17,5 | 0,992 | 0,970 | 4,37 | 2,43 |
| 26 | Ду125 / Ду100 | Уз. 20 | 42,48 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1973 | 92,55 | 9,9858 | 40 | 1,7801 | 12,5 | 0,941 | 0,966 | 3,12 | 2,45 |
| 27 | Уз. 20 | Уз. 21 | 14,01 | 0,1 | 0,1 | Надземная | 1973 | 92,32 | 6,8027 | 40 | 0,5871 | 12,5 | 0,981 | 0,966 | 2,13 | 2,68 |
| 28 | Уз. 21 | Уз. 21, Ду50 | 2,87 | 0,05 | 0,05 | Надземная | 1973 | 92,22 | 3,395 | 40 | 0,1203 | 12,5 | 0,998 | 0,966 | 1,06 | 2,78 |
| 29 | Уз. 21, Ду50 | ул. Калинина, 5 | 3,67 | 0,05 | 0,05 | Подвальная | 1973 | 92,19 | 3,395 | 40 | 0,1538 | 12,5 | 0,998 | 0,966 | 1,06 | 2,81 |

Таблица 124

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 9» до потребителя по ул. Заводская, 11

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| 1 | 1987 / 2008 год ввода | Уз. ввод ЦТП-1 | 14,06 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,7 | 170,9812 | 5 | 0,0655 | 17,5 | 0,993 | 0,962 | 0,3 | 74,80 |
| 2 | Уз. ввод ЦТП-1 | ЦТП-1 | 23,15 | 0,207 | 0,207 | Подвальная | 2008 | 94,65 | 170,974 | 5 | 0,0232 | 17,5 | 0,998 | 0,962 | 0,35 | 74,80 |
| 3 | ЦТП-1 | ЦТП-1, Ду200 | 5,35 | 0,207 | 0,207 | Подвальная | 2008 | 95 | 153,1996 | 5 | 0,0054 | 17,5 | 1,000 | 0,962 | 0 | 67,02 |
| 4 | ЦТП-1, Ду200 | Уз. ЦТП-1 | 8,53 | 0,207 | 0,207 | Подвальная | 2008 | 95 | 153,1992 | 5 | 0,0085 | 17,5 | 0,999 | 0,962 | 0 | 67,02 |
| 5 | Уз. ЦТП-1 | Уз. ЦТП-1, Ду250 | 2,61 | 0,207 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,99 | 39,5403 | 4 | 0,0026 | 17,5 | 1,000 | 0,962 | 0,01 | 17,30 |
| 6 | Уз. ЦТП-1, Ду250 | 2007 / 2009 год ввода | 53,67 | 0,207 | 0,15 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,99 | 39,5402 | 4 | 0,0537 | 17,5 | 0,996 | 0,962 | 0,01 | 17,30 |
| 7 | 2007 / 2009 год ввода | ТК-11 | 73,43 | 0,207 | 0,15 | Подземная канальная | 2007 | 94,83 | 39,5366 | 6 | 0,0734 | 17,5 | 0,994 | 0,961 | 0,17 | 17,30 |
| 8 | ТК-11 | ТК-11, Ду80 | 3,34 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,67 | 9,2837 | 5 | 0,0033 | 12,5 | 1,000 | 0,961 | 0,33 | 2,90 |
| 9 | ТК-11, Ду80 | ТК-11-1 | 42,81 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,65 | 9,2836 | 5 | 0,0428 | 12,5 | 0,999 | 0,961 | 0,35 | 2,90 |
| 10 | ТК-11-1 | ТК12 | 15,98 | 0,082 | 0,082 | Подземная бесканальная | 1985 | 94,35 | 8,9733 | 28 | 0,0460 | 12,5 | 0,999 | 0,961 | 0,65 | 2,80 |
| 11 | ТК12 | ТК-12, Ду50 | 2,91 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1985 | 94,23 | 1,5142 | 28 | 0,0084 | 12,5 | 1,000 | 0,961 | 0,77 | 0,47 |
| 12 | ТК-12, Ду50 | ул. Заводская, 11 | 38,13 | 0,05 | 0,05 | Подземная бесканальная | 1985 | 94,13 | 1,5142 | 28 | 0,1098 | 12,5 | 0,998 | 0,961 | 0,87 | 0,47 |

Котельная № 11. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод- Котельная № 11» и заканчивается у потребителя по ул. Водников, 3 (рис. 70).

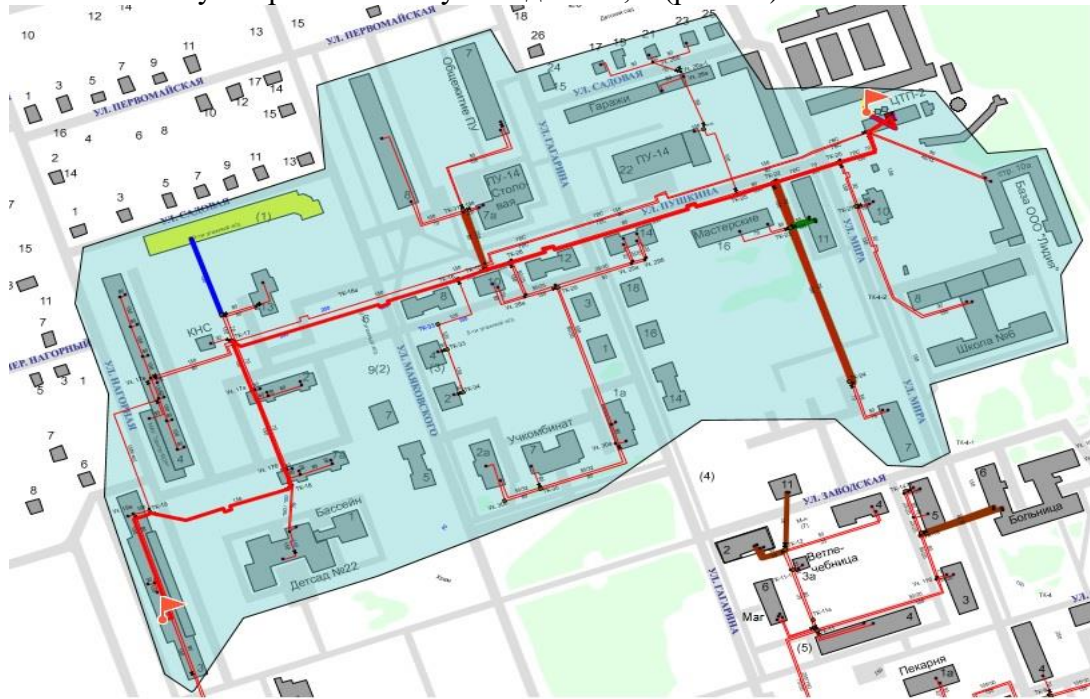


Рисунок 70. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3

В табл. 125 приведены данные расчета вероятности безотказной работы ВБР. На рис. 71 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 71.

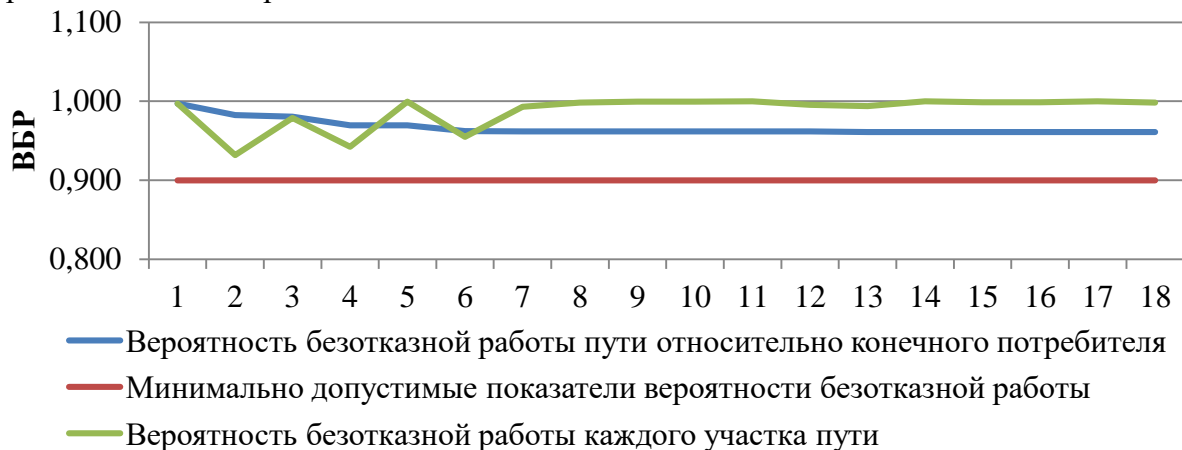


Рисунок 71. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3.

Таблица 125

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3

| Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| Вывод - Котельная № 11 | ввод ЦТП-2 | 13,43 | 0,259 | 0,259 | Подземная бесканальная | 2016 | 95 | 247,0318 | 1 | 0,0655 | 17,5 | 0,998 | 0,971 | 0,0 | 74,8 |
| ввод ЦТП-2 | Ду200, ЦТП-2 | 2,85 | 0,259 | 0,259 | Надземная | 2000 | 94,9 | 247,0301 | 17 | 0,0232 | 17,5 | 0,996 | 0,971 | 0,1 | 74,8 |
| Ду200, ЦТП-2 | ЦТП-2 | 5,1 | 0,259 | 0,259 | Подвальная | 1987 | 94,8 | 247,0298 | 30 | 0,0054 | 17,5 | 0,995 | 0,972 | 0,2 | 67,02 |
| ЦТП-2 | Уз. ЦТП-2 | 17,45 | 0,309 | 0,309 | Подвальная | 2009 | 94,8 | 233,0597 | 8 | 0,0085 | 17,5 | 0,923 | 0,975 | 0,2 | 67,02 |
| Уз. ЦТП-2 | ЦТП-2, Ду150 | 4,56 | 0,309 | 0,309 | Подвальная | 2008 | 94,7 | 229,895 | 9 | 0,0026 | 17,5 | 0,945 | 0,979 | 0,3 | 64,62 |
| ЦТП-2, Ду150 | ТК-20 | 37,32 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,6 | 229,8941 | 9 | 0,0537 | 17,5 | 0,962 | 0,978 | 0,4 | 62,22 |
| ТК-20 | ТК-22 | 44,46 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,5 | 212,7584 | 9 | 0,0734 | 17,5 | 0,958 | 0,974 | 0,5 | 59,82 |
| ТК-22 | ТК-25 | 24,23 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2008 | 94,4 | 200,0073 | 9 | 0,0033 | 17,5 | 0,998 | 0,974 | 0,6 | 57,42 |
| ТК-25 | ТК-28 | 165 | 0,309 | 0,309 | Подземная | 2008 | 94,4 | 183,9157 | 9 | 0,0428 | 17,5 | 0,932 | 0,976 | 0,6 | 55,02 |

| Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| | | | | | бесканальная | | | | | | | | | | |
| ТК-28 | ТК-15 | 16,14 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,3 | 167,0258 | 8 | 0,0026 | 17,5 | 0,945 | 0,97 | 0,7 | 52,62 |
| ТК-15 | ТК-15, Ду300 | 3,23 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,2 | 130,5898 | 8 | 0,0537 | 17,5 | 0,925 | 0,971 | 0,8 | 50,22 |
| ТК-15, Ду300 | ТК-16 | 15,98 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,1 | 130,5892 | 8 | 0,0734 | 17,5 | 0,936 | 0,969 | 0,9 | 47,82 |
| ТК-16 | ТК-17 | 156,92 | 0,309 | 0,309 | Подземная бесканальная | 2009 | 94,0 | 127,0651 | 8 | 0,0232 | 17,5 | 0,948 | 0,967 | 1,0 | 45,42 |
| ТК-17 | ТК-17, Ду150 | 3,01 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1999 | 94,0 | 64,5009 | 18 | 0,091 | 17,5 | 0,925 | 0,963 | 1,0 | 43,02 |
| ТК-17, Ду150 | ввод ул. Пушкина, 2 | 32,57 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1999 | 93,9 | 64,5008 | 18 | 0,093 | 17,5 | 0,915 | 0,964 | 1,1 | 40,62 |
| ввод ул. Пушкина, 2 | Уз. 17а | 8,86 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1999 | 93,8 | 64,4995 | 18 | 0,095 | 17,5 | 0,984 | 0,963 | 1,2 | 38,22 |
| Уз. 17а | вывод ул. | 1,68 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1999 | 93,7 | 52,2682 | 18 | 0,096 | 17,5 | 0,962 | 0,962 | 1,3 | 35,82 |

| Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| | Пушкина, 2 | | | | | | | | | | | | | | |
| вывод ул. Пушкина, 2 | ввод ул. Маяковского, 7а | 49,85 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1988 | 93,6 | 52,2681 | 29 | 0,109 | 17,5 | 0,945 | 0,969 | 1,4 | 33,42 |
| ввод ул. Маяковского, 7а | Уз. 176 | 8,22 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1988 | 93,6 | 52,2662 | 29 | 0,112 | 17,5 | 0,936 | 0,967 | 1,4 | 31,02 |
| Уз. 176 | вывод ул. Маяковского, 7а | 2,3 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1988 | 93,5 | 38,595 | 29 | 0,104 | 17,5 | 0,954 | 0,964 | 1,5 | 28,62 |
| вывод ул. Маяковского, 7а | ТК-18, Ду150 | 1,71 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1988 | 93,4 | 38,5949 | 29 | 0,102 | 17,5 | 0,934 | 0,961 | 1,6 | 26,22 |
| ТК-18, Ду150 | ТК-18 | 2,36 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1988 | 93,3 | 38,5948 | 29 | 0,101 | 17,5 | 0,967 | 0,962 | 1,7 | 23,82 |
| ТК-18 | ТК-18, Ду100 | 2,93 | 0,1 | 0,1 | Подземная канальная | 1989 | 93,2 | 28,8038 | 28 | 0,1 | 12,5 | 0,955 | 0,964 | 1,8 | 21,42 |
| ТК-18, Ду100 | ТК-19, Ду100 | 92,1 | 0,1 | 0,1 | Подземная канальная | 1989 | 93,2 | 28,8038 | 28 | 0,103 | 12,5 | 0,963 | 0,967 | 1,8 | 19,02 |
| ТК-19, Ду100 | ТК-19 | 3 | 0,1 | 0,1 | Подземная | 1989 | 93,1 | 28,8022 | 28 | 0,105 | 12,5 | 0,974 | 0,962 | 1,9 | 16,62 |

| Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка под. тр-да, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал |
|--------------------------------|--------------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|--|
| | | | | | канальная | | | | | | | | | | |
| ТК-19 | Ввод ул. Нагорная, 3 | 3,99 | 0,15 | 0,15 | Подземная канальная | 1982 | 93,0 | 28,8021 | 35 | 0,114 | 17,5 | 0,985 | 0,964 | 2,0 | 14,22 |
| Ввод ул. Нагорная, 3 | ул.Нагорная. 3 / отпайка на уз | 53,17 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1982 | 92,9 | 28,802 | 35 | 0,116 | 17,5 | 0,911 | 0,962 | 2,1 | 11,82 |
| ул.Нагорная. 3 / отпайка на уз | ул.Нагорная. 4 / отпайка на уз | 29,51 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1982 | 92,8 | 1,4913 | 35 | 0,118 | 17,5 | 0,932 | 0,963 | 2,2 | 9,42 |
| ул.Нагорная. 4 / отпайка на уз | ул. Нагорная, 3, Минимал-т, Ви | 6,39 | 0,082 | 0,082 | Подвальная | 1982 | 92,8 | 1,4903 | 35 | 0,119 | 12,5 | 0,987 | 0,964 | 2,2 | 7,02 |

Котельная № 2. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 2» и заканчивается потребителем по ул. Октябрьская, 57 (рис. 71).



Рисунок 72. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

В табл. 126 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 73 представлена иллюстрация расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_1 \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 73.

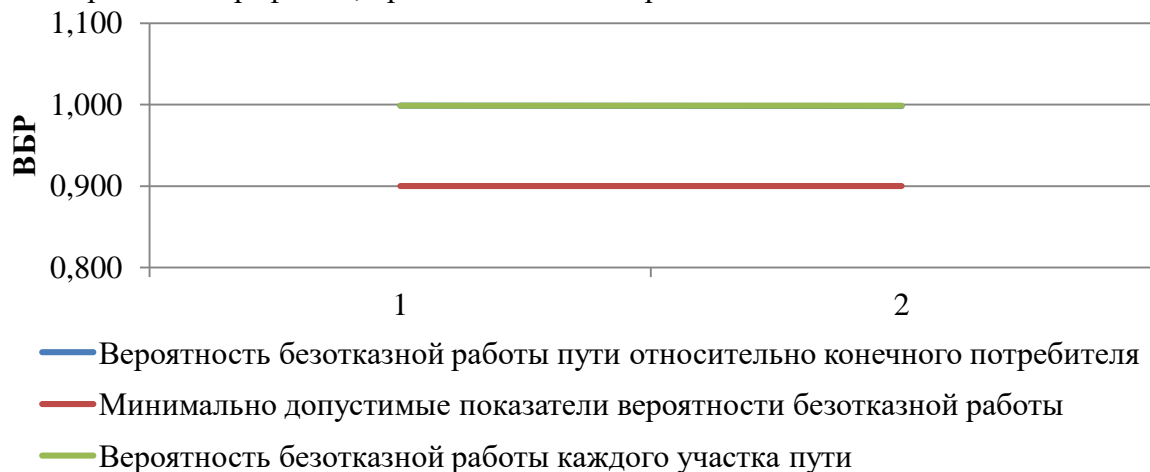


Рисунок 73. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

Таблица 126

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|---|---|--|--|---|---|---|--|--|---|
| 1 | Котельная № 2 | Уз. 1 | 34,62 | 0,1 | 0,1 | Подземная бесканальная | 2005 | 95 | 5,0007 | 8 | 0,0346 | 12,5 | 0,999 | 0,999 | 1,56 | 0 |
| 2 | Уз. 1 | ул. Октябрьская, 57 | 30,11 | 0,069 | 0,069 | Подземная бесканальная | 1988 | 94,59 | 3,0402 | 25 | 0,0596 | 12,5 | 0,999 | 0,998 | 0,95 | 0,41 |

Котельная № 28. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 28» и заканчивается потребителем «Проходная МЧС» (рис. 74).



Рисунок 74. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходной МЧС»

В табл. 127 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 75 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 75.

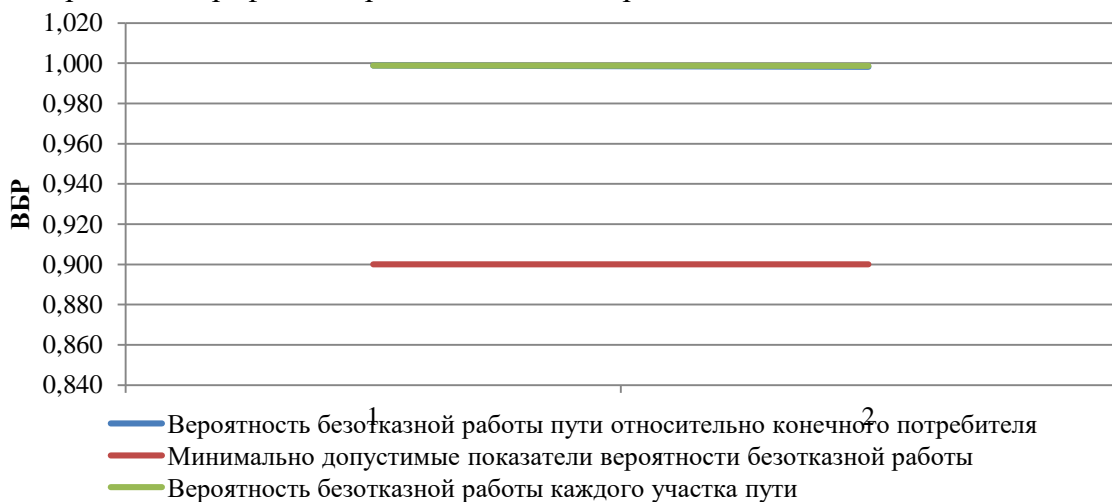


Рисунок 75. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходная МЧС»

Таблица 127

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходная МЧС»

| Номер участка | Наименование начала участка | Наименование конца участка | Длина участка, м | Внутренний диаметр подающего трубопровода, м | Внутренний диаметр обратного трубопровода, м | Вид прокладки тепловой сети | Год ввода тепловых сетей | Температура в начале участка подающего трубопровода, °С | Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч | Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет | Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год | Среднее время восстановления участка, час | Вероятность безотказной работы каждого участка пути | Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя | Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал | Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С | Оценка недоотпуска тепловой энергии от газе участка, Гкал |
|---------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|--|-----------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|---|--|--|--|---|
| 1 | Котельная № 28 | Уз. 1 | 6,93 | 0,15 | 0,15 | Подвальная | 1987 | 95 | 25,8922 | 26 | 0,0154 | 17,5 | 0,999 | 0,999 | 3,40 | 0 | 11,33 |
| 2 | Уз. 1 | Надз./Подз. | 129,16 | 0,069 | 0,069 | Надземная | 1989 | 94,99 | 5,655 | 24 | 0,2302 | 12,5 | 0,994 | 0,996 | 6,07 | 0,01 | 1,77 |
| 3 | Надз./Подз. | Подз. / Надз. | 11,66 | 0,05 | 0,05 | Подземная канальная | 1987 | 93,84 | 5,6539 | 26 | 0,0259 | 12,5 | 1,000 | 0,996 | 0,35 | 1,16 | 1,77 |
| 4 | Подз. / Надз. | Уз. 4 | 22,37 | 0,05 | 0,05 | Подвальная | 1987 | 93,76 | 5,6539 | 26 | 0,0497 | 12,5 | 0,999 | 0,996 | 0,70 | 1,24 | 1,77 |
| 5 | Уз. 4 | Надз./Подз. | 29,39 | 0,033 | 0,033 | Надземная | 1987 | 93,66 | 0,418 | 26 | 0,0652 | 12,5 | 0,999 | 0,996 | 0,04 | 1,34 | 0,13 |
| 6 | Надз./Подз. | Проходная МЧС | 29,89 | 0,033 | 0,033 | Подземная канальная | 1987 | 91,35 | 0,418 | 26 | 0,0664 | 12,5 | 0,999 | 0,995 | 0,04 | 3,65 | 0,13 |

11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлениям отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам, представленным в таблице 128. Время выполнения аварийного ремонта приведено без учёта времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта.

Таблица 128

Среднее время выполнения аварийного ремонта в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

| Условный диаметр трубопровода, мм | Среднее время выполнения аварийного ремонта, час |
|-----------------------------------|--|
| 50-70 | 2 |
| 80 | 3 |
| 100 | 4 |
| 150 | 5 |
| 200 | 6 |
| 300 | 7 |
| 400 | 8 |

С учётом времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта время восстановления теплоснабжения увеличивается примерно в 2,5 раза. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные норм времени на ликвидацию повреждений, разработанные ВНИПИ Энергопромом и АКХ им. К. Д. Памфилова, а также в СНиП 41-02-2003 и представленные в таблице 129.

Таблица 129

Среднее время на восстановление теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

| Условный диаметр трубопровода, мм | Среднее время на восстановление теплоснабжения, час |
|-----------------------------------|---|
| 50-70 | 7 |
| 80 | 9,5 |
| 100 | 10 |
| 150 | 11,3 |
| 200 | 12,5 |
| 300 | 15 |
| 400 | 18 |

Существенных отклонений от нормативного времени восстановления теплоснабжения за 5-летний период не наблюдалось.

11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям оценивается в том числе отклонением температуры теплоносителя.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар и горячая вода. В случае, когда теплоносителем является горячая вода, проводятся два расчета: для отопительного сезона и межотопительного периода в отдельности.

Показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период (R_v), рассчитывается по формуле:

$$R_v = \frac{\sum_{i=1}^{N_v} Q_{iv} R_{vi}}{\sum_{i=1}^{N_v} Q_{iv}},$$

где:

R_{vi} – среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднечасовой величины отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз)

N_v – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

Q_{iv} – присоединенная тепловая нагрузка по i -ому такому договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/час.

Также используются дополнительные показатели R_{vm} и R_{vp} , определяемые отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период и отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования, соответственно. Для их расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, потребители товаров и услуг и их присоединенная тепловая нагрузка (в части воды или же пара).

Результаты расчет приведены в таблицах 92-115 в графе «Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде».

11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

По результатам оценки надежности теплоснабжения выделены следующие предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения муниципального образования г. Тобольска предусмотреть:

1. Реконструкция (перекладка) тепловых сетей от ГК № 1 для повышения надежности теплоснабжения;
2. Реконструкция трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности, диаметром от 800 до 900 мм;

3. Строительство тепловых сетей в Нагорной части (в зоне действия Городской котельной № 1);

4. Организация резервирования тепловых сетей по расчетному пути от ЭТПГ до ГК-1 пути от ЭТПГ до ГК-1, а также повышение надежности работы всей системы теплоснабжения от ЭТПГ, можно обеспечить за счет строительства реверсивного третьего трубопровода до ГК-1.

11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период (P_o), рассчитывается по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{Mno} Q_j / L$$

где:

Q_j – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал).

Начиная с 2013 г. вычисляется дополнительный показатель P_{om} , определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения в расчетном периоде регулирования.

Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям вычисляется в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{ Гкал,}$$

где:

– \bar{Q}_{np} – среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

– T_{on} – продолжительность отопительного периода, час;

– q_{mn} – вероятность отказа теплопровода.

Результаты расчет приведены в таблицах 92-115 в графе «Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал».

Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей определен на основании и с учетом следующих документов:

–Методика разработки и применения укрупненных нормативов цены строительства, а также порядка их утверждения, утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 29.05.2019 № 314/пр;

–Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2024. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утв. приказом Минстроя России от 26.02.2024 № 142/пр;

–Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-19-2024. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры, утв. приказом Минстроя России от 16.02.2024 № 118/пр (применяются для котельных, тепловых пунктов);

–прейскуранты производителей котельного и теплосетевого оборудования и др.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающих предприятий и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет применяются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России в соответствии с:

–Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован Минэкономразвития России 28.09.2022);

–Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. (опубликован Минэкономразвития России 06.10.2021).

Основой для сценарных условий стал прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Прогноз до 2030 года), разработанный в рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 21.07.2020 № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года». Уточнения параметров в сценарных условиях связаны с учетом экономических итогов 2021 года, последних оперативных статистических данных и тенденций на финансовых и товарных рынках.

Совокупная потребность в инвестициях, необходимых для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей, представлена в таблице 130, Приложении 1.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей города Тобольска на 2023 – 2040 гг.

| № п/п | Наименование мероприятия | Источник финансирования | 2023 г. | Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет) | | | Всего (2024-2040 гг.) без НДС, тыс. руб. | Всего (2024-2040 гг.) с НДС, тыс. руб. | |
|--|--|---|---|--|--------------------------|--------------------------|--|--|---------------|
| | | | | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | | | |
| 1 | Организационные и общие проекты | всего | 815,00 | 52 026,36 | 78 982,93 | 99 734,57 | 230 743,86 | 276 892,63 | |
| | | бюджетные средства | 215,00 | 9 943,07 | 27 161,07 | 12 944,57 | 50 048,71 | 60 058,45 | |
| | | внебюджетные средства | 600,00 | 42 083,29 | 51 821,86 | 86 790,00 | 180 695,15 | 216 834,18 | |
| 2 | Проекты по новому строительству сетей, в том числе для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки | всего | - | 122 575,60 | 164 926,34 | 79 508,12 | 367 010,07 | 440 412,08 | |
| | | бюджетные средства | - | 87 087,22 | 164 926,34 | 79 508,12 | 331 521,68 | 397 826,02 | |
| | | внебюджетные средства | - | 35 488,38 | - | - | 35 488,38 | 42 586,06 | |
| 3 | Проекты по реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки | всего | - | 33 841,50 | - | - | 33 841,50 | 40 609,80 | |
| | | бюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | внебюджетные средства | - | 33 841,50 | - | - | 33 841,50 | 40 609,80 | |
| 4 | Проекты по новому строительству источников тепловой энергии | всего | 35 853,08 | 1 807 175,30 | - | - | 1 807 175,30 | 2 168 610,36 | |
| | | бюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | внебюджетные средства | 35 853,08 | 103 175,30 | - | - | 103 175,30 | 123 810,36 | |
| | | неопределенный источник | - | 1 704 000,00 | - | - | 1 704 000,00 | 2 044 800,00 | |
| 5 | Проекты по модернизации (техническому перевооружению) источников тепловой энергии | всего | - | 221 458,87 | 154 428,53 | - | 375 887,40 | 451 064,88 | |
| | | бюджетные средства | - | 154 556,87 | 154 428,53 | - | 308 985,40 | 370 782,48 | |
| | | внебюджетные средства | - | 25 000,00 | - | - | 25 000,00 | 30 000,00 | |
| | | неопределенный источник | - | 41 902,00 | - | - | 41 902,00 | 50 282,40 | |
| 6 | Проекты по реконструкции сетей теплоснабжения | всего | 277 298,00 | 1 867 029,11 | 2 081 206,79 | 161 038,37 | 4 109 274,26 | 4 931 129,12 | |
| | | бюджетные средства | 82 000,00 | 1 053 154,89 | 1 287 657,51 | 161 038,37 | 2 501 850,77 | 3 002 220,92 | |
| | | внебюджетные средства | 126 290,00 | 662 864,70 | 595 549,27 | - | 1 258 413,97 | 1 510 096,77 | |
| | | неопределенный источник | - | 151 009,53 | 198 000,00 | - | 349 009,53 | 418 811,43 | |
| | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - | |
| 7 | Проекты по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии | всего | - | 124,00 | 288,00 | - | 412,00 | 494,40 | |
| | | бюджетные средства | - | 124,00 | 288,00 | - | 412,00 | 494,40 | |
| | | внебюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| 8 | Проекты, реализуемые по мастер-плану в части обеспечения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части | всего | - | 292 112,62 | 1 225 140,80 | - | 1 517 253,42 | 1 820 704,10 | |
| | | бюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | внебюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | неопределенный источник | - | 292 112,62 | 1 225 140,80 | - | 1 517 253,42 | 1 820 704,10 | |
| 9 | Проекты, направленные на переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения | всего | 83 991,89 | 478 755,46 | 592 034,76 | - | 1 070 790,22 | 1 284 948,27 | |
| | | бюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | внебюджетные средства | - | - | - | - | - | - | |
| | | капитальный фонд | 83 991,89 | 478 755,46 | 592 034,76 | - | 1 070 790,22 | 1 284 948,27 | |
| ИТОГО объем финансирования по строительству, реконструкции, техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения в зависимости от вариантов по мастер-плану и по переходу на закрытую систему теплоснабжения | | | | | | | | | |
| 1.1. | Итого с учетом первого варианта по мастер-плану | Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) | всего | 397 957,97 | 5 167 211,45 | 5 522 148,94 | 340 281,06 | 11 029 641,45 | 13 235 569,73 |
| | | | бюджетные средства | 82 215,00 | 1 304 866,05 | 1 634 461,45 | 253 491,06 | 3 192 818,56 | 3 831 382,27 |
| | | | внебюджетные средства | 162 743,08 | 902 453,17 | 647 371,13 | 86 790,00 | 1 636 614,30 | 1 963 937,16 |
| | | | неопределенный источник | - | 2 481 136,77 | 2 648 281,60 | - | 5 129 418,36 | 6 155 302,04 |
| | | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - |
| 1.2. | Итого с учетом второго варианта по мастер-плану | Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города | всего | 313 966,08 | 5 173 375,02 | 5 866 030,61 | 340 281,06 | 11 379 686,69 | 13 655 624,03 |
| | | | бюджетные средства | 82 215,00 | 1 789 785,09 | 2 570 377,88 | 253 491,06 | 4 613 654,03 | 5 536 384,83 |
| | | | внебюджетные средства | 162 743,08 | 902 453,17 | 647 371,13 | 86 790,00 | 1 636 614,30 | 1 963 937,16 |
| | | | неопределенный источник | - | 2 481 136,77 | 2 648 281,60 | - | 5 129 418,36 | 6 155 302,04 |
| | | | капитальный фонд | 83 991,89 | 478 755,46 | 592 034,76 | - | 1 070 790,22 | 1 284 948,27 |

| № п/п | Наименование мероприятия | Источник финансирования | 2023 г. | Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет) | | | Всего (2024-2040 гг.) без НДС, тыс. руб. | Всего (2024-2040 гг.) с НДС, тыс. руб. | |
|-------|---|--|---|--|--------------------------|--------------------------|--|--|----------------------|
| | | | | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | 3 этап (2034 - 2040 гг.) | | | |
| | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - | |
| | | всего | 397 957,97 | 4 875 098,83 | 4 297 008,14 | 340 281,06 | 9 512 388,03 | 11 414 865,63 | |
| | | бюджетные средства | 82 215,00 | 1 304 866,05 | 1 634 461,45 | 253 491,06 | 3 192 818,56 | 3 831 382,27 | |
| | | внебюджетные средства | 162 743,08 | 902 453,17 | 647 371,13 | 86 790,00 | 1 636 614,30 | 1 963 937,16 | |
| | | неопределенный источник | - | 2 189 024,15 | 1 423 140,80 | - | 3 612 164,94 | 4 334 597,93 | |
| | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - | |
| | | капитальный фонд | 83 991,89 | 478 755,46 | 592 034,76 | - | 1 070 790,22 | 1 284 948,27 | |
| 2.1. | Итого с учетом второго варианта по мастер-плану (предлагаемый как основной) | Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) | всего | 313 966,08 | 4 881 262,40 | 4 640 889,81 | 340 281,06 | 9 862 433,27 | 11 834 919,93 |
| | | | бюджетные средства | 82 215,00 | 1 789 785,09 | 2 570 377,88 | 253 491,06 | 4 613 654,03 | 5 536 384,83 |
| | | | внебюджетные средства | 162 743,08 | 902 453,17 | 647 371,13 | 86 790,00 | 1 636 614,30 | 1 963 937,16 |
| | | | неопределенный источник | - | 2 189 024,15 | 1 423 140,80 | - | 3 612 164,94 | 4 334 597,93 |
| | | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - |
| | | | капитальный фонд | 83 991,89 | 478 755,46 | 592 034,76 | - | 1 070 790,22 | 1 284 948,27 |
| 2.2. | Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города | Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города | всего | 313 966,08 | 4 881 262,40 | 4 640 889,81 | 340 281,06 | 9 862 433,27 | 11 834 919,93 |
| | | | бюджетные средства | 82 215,00 | 1 789 785,09 | 2 570 377,88 | 253 491,06 | 4 613 654,03 | 5 536 384,83 |
| | | | внебюджетные средства | 162 743,08 | 902 453,17 | 647 371,13 | 86 790,00 | 1 636 614,30 | 1 963 937,16 |
| | | | неопределенный источник | - | 2 189 024,15 | 1 423 140,80 | - | 3 612 164,94 | 4 334 597,93 |
| | | | прочие источники финансирования (Займ Фонда*) | 69 008,00 | - | - | - | - | - |

Примечания:

1. (Займ Фонда*) - финансирование государственной корпорацией – Фондом содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства

2. Неопределенный источник финансирования – источник будет определен дополнительно в рамках утверждения инвестиционных программ или заключения концессионных соглашений

3. Источник финансирования – капитальный фонд – стоимость капитального ремонта за счет средств собственников помещений в МКД за счёт сформированного фонда капитального ремонта

12.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Источниками инвестиций могут быть:

- собственные средства предприятий:
 - прибыль;
 - амортизационные отчисления;
 - снижение затрат за счет реализации проектов;
 - плата за подключение (присоединение);
- бюджетные средства:
 - федеральный бюджет;
 - областной бюджет;
 - местный бюджет;
- кредиты;
- средства частных инвесторов (в т.ч. по договору концессии).

Неопределенный источник – источник будет определен дополнительно в рамках утверждения инвестиционных программ или заключения концессионных соглашений.

Мероприятия по строительству (реконструкции) объектов систем коммунальной инфраструктуры с целью подключения (технологического присоединения) новых потребителей финансируются за счет платы за подключение (технологическое присоединение) к системам коммунальной инфраструктуры.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, может включать в себя затраты на создание тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства потребителя, затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей.

Предложения по источникам инвестиций представлены в таблице 88, Приложении 1.

Мероприятия по замене ветхих сетей подлежат реализации за счет принятых в тарифе расходов на капитальные ремонты и в счет амортизации. При этом на момент разработки Схемы в составе установленных тарифов отсутствуют необходимые средства, позволяющие выполнить данные работы.

Окончательная стоимость мероприятий определяется согласно сводному сметному расчету и технико-экономическому обоснованию.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

Финансовое обеспечение мероприятий может осуществляться за счет средств бюджетов всех уровней на основании законов Тюменской области, муниципального образования г. Тобольск, утверждающих бюджет.

Предоставление субсидий из областного бюджета осуществляется в соответствии с законом Тюменской области от 06.12.2005 № 416 «О межбюджетных отношениях в Тюменской области» (ред. от 21.09.2021).

Источники финансирования мероприятий определяются при утверждении в установленном порядке инвестиционных программ организаций, оказывающих услуги в сфере теплоснабжения. В качестве источников финансирования инвестиционных программ теплоснабжающих и теплосетевых организаций могут использоваться собственные средства (прибыль, амортизационные отчисления, экономия затрат от реализации мероприятий) и привлеченные средства (кредиты).

Финансовые потребности на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей обеспечиваются за счет средств бюджетов всех уровней, предусмотренных федеральными, областными и муниципальными целевыми программами в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством.

12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов работы системы теплоснабжения:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры, в т.ч. социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения (снижение аварийности; снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения);
- повышение энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения.

12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации системы теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска проведена на основании и с учетом следующих условий (табл. 131):

- на 2023 г. – утвержденного откорректированного тарифа;
- на 2024 – 2040 гг. – методом оценки влияния индикаторов технико-экономического состояния системы теплоснабжения на соответствующие статьи расходов по оказанию услуг по теплоснабжению с учетом полной реализации запланированных мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению системы теплоснабжения, а также с учетом ожидаемого уровня инфляции по статьям затрат.

Ожидаемый уровень инфляции по статьям затрат принят в соответствии с Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 г. (размещен на официальном сайте Министерства экономического развития Российской Федерации).

Расчет ценовых (тарифных) последствий носит оценочный характер и может изменяться в зависимости от условий социально-экономического развития города Тобольска и Тюменской области.

**Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения
АО «СУЭНКО», ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на период до 2040 г.**

| Показатели | Ед. изм. | 2023 тариф | 2024 тариф | 2025 тариф | 2026 тариф | 2027 тариф | 2028 тариф | 2029 тариф | 2030 тариф | 2031 тариф | 2032 тариф | 2040 тариф |
|--|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Тарифно-балансовая модель ООО «ЗапСибНефтехим» | | | | | | | | | | | | |
| Электрическая мощность | МВт | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 |
| Установленная электрическая мощность | МВт | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 |
| Располагаемая электрическая мощность | МВт | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 | 665,3 |
| Тепловая мощность и тепловая нагрузка | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность, в том числе: | Гкал/ч | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 |
| Установленная тепловая мощность в том числе: | Гкал/ч | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 | 2223 |
| а) в паре | Гкал/ч | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 | 1428 |
| б) в горячей воде | Гкал/ч | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 | 795 |
| Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах | Гкал/ч | 409 | 413 | 413 | 414 | 418 | 422 | 426 | 430 | 434 | 439 | 472 |
| а) в паре | Гкал/ч | | | | | | | | | | | |
| б) в горячей воде | Гкал/ч | 340 | 344 | 344 | 344 | 348 | 353 | 357 | 361 | 365 | 369 | 403 |
| Расчетная тепловая нагрузка собственных нужд | Гкал/ч | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| а) в паре | Гкал/ч | | | | | | | | | | | |
| б) в горячей воде | Гкал/ч | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| Резерв (+)/ Дефицит(-) УТМ | Гкал/ч | | | | | | | | | | | |
| Число часов использования УТМ турбоагрегатов, в том числе: | час/год | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Число часов максимума тепловой нагрузки | час/год | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Тепловая энергия | | | | | | | | | | | | |
| Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, всего, в том числе: | тыс. Гкал | 5764 | 5529 | 5742 | 5777 | 5835 | 5894 | 5952 | 6010 | 6068 | 6126 | 6591 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды | тыс. Гкал | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| то же, % | % | 0,10 | 0,10 | 0,11 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,09 |
| УРУТ отпущенную тепловую энергию | кг у.т/Гкал | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 | 159 |
| Потребность в топливе | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| Расход топлива, всего, в том числе: | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| б) на отпущенную тепловую энергию | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| б-1) природного газа | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| По видам топлива | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| а) природного газа | тыс. т у.т | 811 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 | 806 |
| Расчет НВВ | | | | | | | | | | | | |
| Операционные (подконтрольные) расходы | тыс. руб. | 389479 | 408953 | 429401 | 450871 | 468906 | 487662 | 507168 | 527455 | 548553 | 570496 | 780763 |
| Неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 208503 | 211221 | 214641 | 218870 | 221427 | 224077 | 226827 | 229683 | 232655 | 235751 | 265627 |
| Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс. руб. | 234 | 246 | 261 | 279 | 290 | 302 | 314 | 326 | 339 | 352 | 482 |
| Арендная плата | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Концессионная плата | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс. руб. | 25513 | 26797 | 28415 | 30414 | 31623 | 32876 | 34177 | 35527 | 36932 | 38396 | 52522 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 28210 | 29631 | 31420 | 33630 | 34967 | 36353 | 37791 | 39284 | 40837 | 42456 | 58076 |
| то же | % | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 |
| Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс. руб. | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 | 154545,96 |
| Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя | тыс. руб. | 2947759 | 3078090,8 | 3263884,37 | 3493531,27 | 3632399,14 | 3776351,11 | 3925705,8 | 4080810,44 | 4242206,49 | 4410367,56 | 6032991,01 |
| Расходы на топливо | тыс. руб. | 2923796 | 3052921 | 3237195 | 3464964 | 3602697 | 3745471 | 3893605 | 4047441 | 4207518 | 4374304 | 5983659 |
| Расходы на электрическую энергию | тыс. руб. | | | | | | | | | | | |
| Расходы на тепловую энергию | тыс. руб. | | | | | | | | | | | |
| Расходы на холодную воду | тыс. руб. | 23963 | 25170 | 26689 | 28567 | 29703 | 30880 | 32101 | 33369 | 34689 | 36064 | 49332 |
| Нормативная прибыль | тыс. руб. | | | | | | | | | | | |
| Расчетная предпринимательская прибыль | тыс. руб. | 31097 | 32435 | 34274 | 36513 | 37912 | 39362 | 40867 | 42430 | 44057 | 45751 | 62088 |

| Показатели | Ед. изм. | 2023 тариф | 2024 тариф | 2025 тариф | 2026 тариф | 2027 тариф | 2028 тариф | 2029 тариф | 2030 тариф | 2031 тариф | 2032 тариф | 2040 тариф |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Корректировки | тыс. руб. | 18185 | | | | | | | | | | |
| НВВ | тыс. руб. | 3595024 | 3730699 | 3942200 | 4199785 | 4360643 | 4527452 | 4700568 | 4880379 | 5067471 | 5262365 | 7141469 |
| Тариф (в ценах соответствующих лет) | руб./Гкал | 705,57 | 736,56 | 778,32 | 829,18 | 860,94 | 893,87 | 928,05 | 963,55 | 1000,49 | 1038,97 | 1409,96 |
| НВВ с инвестиционной составляющей | тыс. руб. | 3595024 | 3730699 | 4028200 | 4230785 | 4430643 | 4597452 | 4750568 | 4880379 | 5067471 | 5262365 | 7141469 |
| Тариф с инвестиционной составляющей (в ценах соответствующих лет) | руб./Гкал | 705,57 | 736,56 | 795,30 | 835,30 | 874,76 | 907,69 | 937,92 | 963,55 | 1000,49 | 1038,97 | 1409,96 |
| Тариф на тепловую энергию в горячей воде | руб./Гкал | 620,72 | 647,99 | 699,66 | 734,85 | 769,57 | 798,54 | 825,13 | 847,68 | 880,18 | 914,03 | 1240,41 |
| Тарифно-балансовая модель АО «СУЭНКО» | | | | | | | | | | | | |
| Тепловая мощность и тепловая нагрузка | | | | | | | | | | | | |
| Установленная тепловая мощность котельной | Гкал/ч | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 103,43 | 103,43 | 97,15 | 101,13 | 101,13 |
| Располагаемая мощность оборудования | Гкал/ч | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 108,59 | 103,43 | 103,43 | 97,15 | 101,13 | 101,13 |
| Собственные нужды | Гкал/ч | 1,34 | 1,34 | 1,34 | 1,34 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,29 | 1,34 | 1,34 |
| Потери мощности в тепловой сети | Гкал/ч | 5,09 | 5,08 | 5,04 | 5,01 | 4,86 | 4,86 | 4,86 | 4,86 | 4,45 | 4,45 | 4,45 |
| Хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в том числе: | Гкал/ч | 56,76 | 56,76 | 56,76 | 56,76 | 56,76 | 56,76 | 57,05 | 57,05 | 57,05 | 57,05 | 57,05 |
| Отопление и вентиляция | Гкал/ч | 49,67 | 49,67 | 49,67 | 49,67 | 49,67 | 49,67 | 49,96 | 49,96 | 49,96 | 49,96 | 49,96 |
| ГВС | Гкал/ч | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 | 7,08 |
| Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности | Гкал/ч | 45,39 | 45,31 | 45,15 | 45,19 | 40,21 | 40,21 | 40,21 | 40,21 | 34,37 | 38,29 | 38,29 |
| Тепловая энергия | | | | | | | | | | | | |
| Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии | тыс. Гкал | 964,93 | 1 015,71 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 | 1 018,31 |
| Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии от котельных | тыс. Гкал | 170,37 | 166,58 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 |
| Объем приобретаемой тепловой энергии | тыс. Гкал | 794,56 | 849,134 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 | 851,55 |
| Потери при передаче по тепловым сетям | тыс. Гкал | 200,58 | 197,981 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 | 200,58 |
| То же в % | % | 20,79 | 19,49 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 | 20,79 |
| Полезный отпуск тепловой энергии | тыс. Гкал | 764,348 | 817,729 | 817,729 | 817,729 | 817,729 | 817,729 | 817,73 | 817,73 | 817,73 | 817,73 | 817,73 |
| Затрачено топлива на выработку тепловой энергии | т у.т | 30 689 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 | 32 387 |
| Средневзвешенный НУР | кг у.т/Гкал | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 | 164,40 |
| Расчет НВВ | | | | | | | | | | | | |
| Операционные (подконтрольные) расходы | тыс. руб. | 395984 | 693916 | 695876 | 698118 | 700647 | 703468 | 706300 | 709144 | 711999 | 714865 | 738218 |
| Неподконтрольные расходы | тыс. руб. | 196818 | 249729 | 248103 | 229621 | 176439 | 177273 | 179104 | 180996 | 182950 | 184968 | 203786 |
| Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс. руб. | 2949 | 7716 | 8024 | 8345 | 8679 | 9026 | 9387 | 9763 | 10153 | 10560 | 14452 |
| Арендная плата | тыс. руб. | 23661 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 | 25196 |
| Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей | тыс. руб. | 11720 | 11651 | 9221 | 6850 | 5518 | 4632 | 4632 | 4632 | 4632 | 4632 | 4632 |
| Отчисления на социальные нужды | тыс. руб. | 59506 | 89002 | 89254 | 89541 | 89866 | 90227 | 90591 | 90955 | 91322 | 91689 | 94685 |
| Расходы по сомнительным долгам | тыс. руб. | 22521 | 23652 | 24598 | 25582 | 26605 | 27669 | 28776 | 29927 | 31124 | 32369 | 44299 |
| Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс. руб. | 75520 | 92512 | 91810 | 74106 | 20575 | 20522 | 20522 | 20522 | 20522 | 20522 | 20522 |
| Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным | тыс. руб. | 940 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Налог на прибыль | тыс. руб. | 23186 | 9924 | 611 | 635 | 660 | 687 | 687 | 714 | 743 | 773 | 1057 |
| Итого неподконтрольных расходов | тыс. руб. | 220004 | 259653 | 248714 | 230256 | 177100 | 177960 | 179791 | 181710 | 183692 | 185741 | 204843 |
| Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя | тыс. руб. | 857938 | 984458 | 1030519 | 1078845 | 1129556 | 1182774 | 1238631 | 1297265 | 1358822 | 1423456 | 2072869 |
| Расходы на топливо | тыс. руб. | 133179 | 135362 | 144699 | 154690 | 165380 | 176819 | 189059 | 202155 | 216168 | 231162 | 395764 |
| природный газ | тыс. руб. | 131209 | 133392 | 142729 | 152720 | 163411 | 174849 | 187089 | 200185 | 214198 | 229192 | 393794 |
| запасы топлива | тыс. руб. | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 | 1970 |
| Расходы на электрическую энергию | тыс. руб. | 172195 | 229481 | 241414 | 253968 | 267174 | 281067 | 295682 | 311058 | 327233 | 344249 | 516415 |
| Расходы на тепловую энергию | тыс. руб. | 493197 | 553415 | 575552 | 598574 | 622517 | 647417 | 673314 | 700247 | 728257 | 757387 | 1036536 |
| Расходы на холодную воду | тыс. руб. | 3532 | 5607 | 5837 | 6076 | 6326 | 6585 | 6855 | 7136 | 7429 | 7733 | 10665 |
| Расходы на теплоноситель | тыс. руб. | 55836 | 60593 | 63017 | 65538 | 68159 | 70885 | 73721 | 76670 | 79736 | 82926 | 113490 |
| Прибыль | тыс. руб. | 92743 | 39695 | 2443 | 2540 | 2642 | 2748 | 2858 | 2972 | 3091 | 3214 | 4399 |

| Показатели | Ед. изм. | 2023 тариф | 2024 тариф | 2025 тариф | 2026 тариф | 2027 тариф | 2028 тариф | 2029 тариф | 2030 тариф | 2031 тариф | 2032 тариф | 2040 тариф |
|---|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Расходы, не учитываемые в целях налогообложения: | тыс. руб. | 92743 | 39695 | 2443 | 2540 | 2642 | 2748 | 2858 | 2972 | 3091 | 3214 | 4399 |
| - прибыль, направленная на инвестиции | тыс. руб. | 91525 | 37347 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| - денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору) | тыс. руб. | 1218 | 2349 | 2443 | 2540 | 2642 | 2748 | 2858 | 2972 | 3091 | 3214 | 4399 |
| - расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы | тыс. руб. | 0 | | | | | | | | | | |
| Расчетная предпринимательская прибыль | тыс. руб. | 39539 | 59433 | 62743 | 62698 | 60970 | 61998 | 58612 | 59638 | 60707 | 61824 | 72747 |
| Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе | тыс. руб. | 1374 | 860 | | | | | | | | | |
| Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | тыс. руб. | 45131 | 673 | 20311 | 20311 | | | | | | | |
| Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы | тыс. руб. | -4424 | | | | | | | | | | |
| НВВ | тыс. руб. | 1648288 | 2038688 | 2060605 | 2092768 | 2070914 | 2128948 | 2186192 | 2250728 | 2318311 | 2389101 | 3093076 |
| Тариф (в ценах соответствующих лет) | руб./Гкал | 2156,46 | 2493,11 | 2519,91 | 2559,24 | 2532,52 | 2603,49 | 2673,49 | 2752,41 | 2835,06 | 2921,63 | 3782,52 |
| Среднегодовой темп роста тарифа | % | | 115,6 | 101,1 | 101,6 | 99,0 | 102,8 | 102,7 | 103,0 | 103,0 | 103,1 | 103,5 |
| Тарифно-балансовая модель конечного тарифа с учетом второго варианта по мастер-плану (предлагаемый как основной) | | | | | | | | | | | | |
| Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) | | | | | | | | | | | | |
| НВВ с инвестиционной составляющей | тыс. руб. | 1648288 | 2316139 | 2208476 | 2202376 | 2200131 | 2241323 | 2303098 | 2393961 | 2461884 | 2533027 | 3105624 |
| Тариф с инвестиционной составляющей (в ценах соответствующих лет) | руб./Гкал | 2156,46 | 2832,40 | 2700,74 | 2693,28 | 2690,54 | 2740,91 | 2816,46 | 2927,57 | 3010,64 | 3097,64 | 3797,86 |
| Среднегодовой темп роста тарифа | % | | 131,3 | 95,4 | 99,7 | 99,9 | 101,9 | 102,8 | 103,9 | 102,8 | 102,9 | 103,5 |

Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования

Индикаторы развития систем теплоснабжения города Тобольска разрабатываются в соответствии п. 79 постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения.

В соответствии с п. 179 приказа Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» к индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, относятся:

- индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

- индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;

- индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;

- индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

Индикаторы развития системы теплоснабжения города Тобольска на расчетный период отражены в таблицах 132-134.

Таблица 132

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии города Тобольска на период до 2040 г.

| № п/п | Наименование показателя | Ед. изм. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|-------|---|---------------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------------------|--------------------------------|
| | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| | | | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз |
| 1 | Установленная тепловая мощность источников | Гкал/ч | 108,589 | 108,589 | 108,589 | 103,428 | 103,428 | 101,127 | 101,127 |
| 2 | Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах | Гкал/ч | 56,832 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 | 57,047 |
| 3 | Доля резерва тепловой мощности котельной | % | 41,7 | 41,6 | 41,6 | 38,9 | 38,9 | 37,9 | 37,9 |
| 4 | Отпуск тепловой энергии с коллекторов | тыс. Гкал | 166,58 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 | 166,77 |
| 5 | Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной | кг/Гкал | 158,4 | 158,4 | 158,4 | 158,4 | 158,4 | 158,4 | 158,4 |
| 6 | Коэффициент полезного использования теплоты топлива | % | 81,6 | 81,6 | 81,6 | 81,6 | 81,6 | 81,6 | 81,6 |
| 7 | Число часов использования установленной тепловой мощности | час/год | 5 784 | 5 784 | 5 784 | 5 784 | 5 784 | 5 784 | 5 784 |
| 8 | Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя | МВт/тыс. чел. | 0,0000012 | 0,0000012 | 0,0000012 | 0,0000012 | 0,0000011 | 0,0000010 | 0,0000010 |
| 9 | Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной | 1/год | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 10 | Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной | час | - | - | - | - | - | - | - |

Таблица 134

Индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития системы теплоснабжения

| № п/п | Наименование показателя | Ед. изм. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|-------|--|----------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|--------------------------|
| | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| | | | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз |
| 1 | Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой мощности | млн руб. | 92,01 | 543,49 | 649,23 | 763,37 | 24,62 | 54,71 | 51,50 | 50,56 | 24,18 | 43,12 | 12,72 |
| 2 | Освоение инвестиций в источники | млн руб. | | | | | | | | | | | |
| 3 | В процентах от плана | % | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети | млн руб. | 362,02 | 374,99 | 423,13 | 503,64 | 659,84 | 925,85 | 801,07 | 775,51 | 796,93 | 181,55 | 0,82 |
| 5 | Освоение инвестиций в тепловые сети | млн руб. | | | | | | | | | | | |
| 6 | В процентах от плана | % | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 7 | План инвестиций на переход к закрытой системе горячего водоснабжения | млн руб. | 87,7 | 91,5 | 95,6 | 99,8 | 104,2 | 108,8 | 113,5 | 118,5 | 123,7 | 127,5 | 0,0 |

| № п/п | Наименование показателя | Ед. изм. | 1 этап (2024 - 2028 гг.) | | | | | 2 этап (2029 - 2033 гг.) | | | | | 3 этап (2034 - 2040 гг.) |
|----------|--|-----------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|-----------------------------------|
| | | | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. | 2030 г. | 2031 г. | 2032 г. | 2033 г. | 2040 г. |
| | | | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз | прогноз |
| 8 | Всего накопленным итогом | млн руб. | 87,7 | 179,2 | 274,8 | 374,6 | 478,8 | 587,5 | 701,0 | 819,6 | 943,3 | 1 070,8 | 1 070,8 |
| 9 | Освоение инвестиций в переход к закрытой схеме горячего водоснабжения | % | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | Всего плановая потребность в инвестициях | млн руб. | 541,72 | 1 010,02 | 1 167,94 | 1 366,79 | 788,63 | 1 089,31 | 966,11 | 944,60 | 944,86 | 352,13 | 13,55 |
| 11 | Всего плановая потребность в инвестициях накопленным итогом | млн руб. | 541,72 | 1 551,75 | 2 719,68 | 4 086,47 | 4 875,10 | 5 964,41 | 6 930,52 | 7 875,12 | 8 819,98 | 9 172,11 | 9 512,39 |
| | Первый вариант - с учетом предложений по техническому первооружению | | | | | | | | | | | | |
| 12 | Тариф на производство тепловой энергии (без НДС) | руб./Гкал | 2 832,40 | 2 700,74 | 2 693,28 | 2 690,54 | 2 740,91 | 2 816,46 | 2 927,57 | 3 010,64 | 3 097,64 | 3 023,95 | 3 797,86 |
| 13 | Тариф на производство тепловой энергии (с НДС) | руб./Гкал | 3 398,89 | 3 240,89 | 3 231,94 | 3 228,65 | 3 289,09 | 3 379,75 | 3 513,09 | 3 612,76 | 3 717,16 | 3 628,74 | 4 557,44 |

Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия

14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Результаты расчетов тарифно-балансовой модели теплоснабжения потребителей представлены в п. 12.4 «Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения» Главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения (табл. 131).

14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовая модель теплоснабжения потребителей в зоне действия АО «СУЭНКО» представлена в п. 12.4 «Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения» Главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения (табл. 131).

14.3 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

На прогнозные условия функционирования теплоснабжающей организации и величину необходимой валовой выручки и полезного отпуска тепловой энергии оказывает существенное влияние техническое перевооружение котельных за счет увеличения эффективности использования топлива.

Дополнительно выполнен расчет прогнозной величины тарифа на теплоснабжение за счет его индексации в случае, если мероприятия Схемы не будут реализованы и технико-экономические условия функционирования предприятия не изменятся (табл. 131). Прогнозная величина тарифа по данному варианту ежегодно увеличивается, рост не превышает предельный индекс роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги (не более 104 % в год).

Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проекта схемы теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в оценке ценовых (тарифных) последствий за счет изменений в капитальные вложения в источники и тепловые сети.

Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций

15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования

При обосновании предложения по определению единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО) использованы следующие термины и определения:

- «система теплоснабжения» – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- «изолированная система теплоснабжения» – система теплоснабжения, не имеющая технологических связей с другими системами теплоснабжения;
- «емкость тепловых сетей» – произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей;
- «зона деятельности единой теплоснабжающей организации» – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;
- «рабочая мощность источника тепловой энергии» – средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Предложение по определению единой теплоснабжающей организации принимается на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации» («Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации») (далее – Правила), утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – ПП РФ № 808).

Обязанности ЕТО установлены ПП РФ № 808. В соответствии п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зон деятельности ЕТО

В соответствии с п. 4 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации в проекте Схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

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

- определить ЕТО на несколько систем теплоснабжения;
- определить ЕТО (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в

границах поселения, городского округа.

По данным базового периода на территории г. Тобольска функционирует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, 25 котельных.

В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

Зоны теплоснабжения, образованные на базе источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ЭТПГ и Городской котельной № 1, являются технологически связанными и образуют систему централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска.

Муниципальные котельные, функционирующие на территории г. Тобольска, образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Границы систем теплоснабжения муниципальных и ведомственных котельных соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии.

Перечень и описание систем теплоснабжения приведены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

В настоящее время статус ЕТО на территории муниципального образования городской округ город Тобольск присвоен АО «СУЭНКО» в соответствии с распоряжением Администрации города Тобольска от 13.04.2016 № 740 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Тобольска на 2014-2028 годы».

На территории муниципального образования функционируют зоны действия ведомственных котельных, находящихся в собственности организаций и предприятий г. Тобольска, которые осуществляют теплоснабжение своих производственных и административных объектов.

В соответствии с п. 7 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации представлен в таблице 135.

Реестр зон деятельности (границ) ЕТО на территории города Тобольска

| Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО | Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны) | Эксплуатирующая организация | | ЕТО |
|---|--|-----------------------------|----------------------|-------------|
| | | Источник | Тепловые сети | |
| ООО «ЗапСибНефтехим», АО «СУЭНКО» | Система централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны, образованная на базе ЭТПГ и Городской котельной № 1 (НС) | ООО «ЗапСибНефтехим» | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» |
| | | | ООО «ЗапСибНефтехим» | |
| Котельная № 2 | Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 2 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 3 | Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский г. Тобольска, образованная на базе котельной № 3 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 4 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 4 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 5 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 5 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 6 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 6 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 8 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 8 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 9 | Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 9 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 10 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 10 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 11 | Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 11 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 12 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 12 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 13 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 13 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 14 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 14 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 15 | Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 15 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 16 | Система централизованного теплоснабжения района Юго-Восточный г. Тобольска, образованная на базе котельной № 16 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 17 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 17 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |

| Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО | Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны) | Эксплуатирующая организация | | ЕТО |
|---|--|-----------------------------|---------------|-----|
| | | Источник | Тепловые сети | |
| Котельная № 18 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 18 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 19 | Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 19 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 20 | Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский г. Тобольска, образованная на базе котельной № 20 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 22 | Система централизованного теплоснабжения мкр. Менделеево г. Тобольска, образованная на базе котельной № 22 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 24 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 24 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 25 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 25 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 27 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 27 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 28 | Система централизованного теплоснабжения района Пионерной базы г. Тобольска, образованная на базе котельных № 28 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 29 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 29 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |
| Котельная № 31 | Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 31 | АО «СУЭНКО» | АО «СУЭНКО» | |

15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Решение об определении единой теплоснабжающей организации принимается на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации (критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации), утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В соответствии с п. 7 Правил критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В соответствии с п. 4 Правил в проекте Схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в п. 17 Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о

ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с Критериями определения единой теплоснабжающей организации.

В соответствии с распоряжением Администрации города Тобольска от 13.04.2016 № 740 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Тобольска на 2014-2028 годы» статус единой теплоснабжающей организации присвоен АО «СУЭНКО».

15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Границей зон деятельности единых теплоснабжающих организаций, действующих на территории города Тобольска, являются зоны действия источников теплоснабжения, расположенных на территории городского округа. Зоны действия источников тепловой энергии представлены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения на котельных и ЭТПГ не производились изменения в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций.

Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в Приложении 1.

16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлен в Приложении 1.

16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения, представлен в Приложении 1.

Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания и предложения отсутствуют.

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Замечания и предложения отсутствуют.

17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

Замечания и предложения отсутствуют.

Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

18.1 Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения

Описание изменений, внесенных в разработанную Схему теплоснабжения, указано в каждой Главе Обосновывающих материалов.

18.2 Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения, отражены в таблице 136.

Таблица 136

Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

| № п/п | Наименование мероприятий | Год начала реализации мероприятия | | Год окончания реализации мероприятия | |
|-------|--|-----------------------------------|------|--------------------------------------|------|
| | | план | факт | план | факт |
| 1 | Реконструкция тепловой сети от ТК-29-2а до ТК-29-4, от ТК-29-4 до ТК-29 | 2021 | 2021 | 2022 | 2022 |
| 2 | Реконструкция сетей теплоснабжения от ЦТП-1 до ЦТП-2 (СМР) | 2022 | 2022 | 2023 | 2023 |
| 3 | "Модернизация сетевого контура котельной №9 и ЦТП №1 (п. Сумкино)" | 2021 | 2021 | 2024 | 2024 |
| 4 | Создание ограждения ПНС-2 г. Тобольск, 11 мкр. №121 | 2022 | 2022 | 2023 | 2023 |
| 5 | Установка системы диспетчеризации (СМР) | 2020 | 2020 | 2026 | 2026 |
| 6 | Реконструкция трубопроводов от ЭТПГ до Городской котельной с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности | 2017 | 2017 | 2024 | 2024 |
| 7 | Реконструкция трубопроводов от ЭТПГ до Городской котельной с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности | 2022 | 2022 | 2023 | 2023 |
| 8 | Реконструкция трубопроводов от ЭТПГ до Городской котельной на участке пересечения трубопровода с федеральной трассой Р-404 | 2020 | 2020 | 2022 | 2022 |
| 9 | Строительство насосной станции, в т.ч. резервуары запаса воды, включая ликвидацию городской котельной №1 (ПИР) | 2022 | 2022 | 2027 | 2027 |
| 10 | Реконструкция тепловой сети Ду700 «I ввод» подающий трубопровод от перехода Ду700/600 (П-23) до перехода Ду600/700 | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 |
| 11 | Реконструкция тепловой сети от ТК-9г-1 до ТК-9г-9 | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 |
| 12 | Реконструкция тепловой сети от ТК-16-3 до ж/д№26 | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 |
| 13 | Реконструкция тепловой сети от ТК-9в-8а до ТК-9в-8г, от ТК-9в-8 до ж.д.№3, от ТК-9в-8 до ТК-9в-8г | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 |
| 14 | Реконструкция тепловой сети от ТК-29-2а до ТК-29-4, от ТК-29-4 до ТК-29 | 2021 | 2021 | 2021 | 2021 |

| № п/п | Наименование мероприятий | Год начала реализации мероприятия | | Год окончания реализации мероприятия | |
|----------|---|-----------------------------------|------|--------------------------------------|------|
| | | план | факт | план | факт |
| 15 | Реконструкция тепловой сети от ТК-22-5 до ТК-22-6а | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 |
| 16 | Реконструкция тепловых камер ТК-20, ТК-24 с устройством электрифицированной запорной арматуры | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 |
| 17 | Реконструкция тепловой сети по ул. Мира в п. Сумкино | 2019 | 2019 | 2021 | 2021 |
| 18 | Реконструкция тепловой сети от ТК-22 до ТК-22-3 | 2020 | 2020 | 2020 | 2020 |