

**Общество с ограниченной
ответственностью
«Сибпрофконсалт»**

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
город Салехард
на период до 2026 г.
Обосновывающие материалы
(актуализация на 2017 г.)**

**Книга 1. Существующее положение в сфере
производства, передачи и потребления тепловой
энергии для целей теплоснабжения**

Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 10945 от 29.04.2015, выдано СРО Ассоциация проектировщиков "СтройОбъединение"

Свидетельство о допуске к работам в области инженерных изысканий, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 383 от 17.07.2013, выдано НП СРО инженеров-изыскателей "СтройИзыскания"

Свидетельство о допуске к работам по энергетическому обследованию № 438-2015-7203162602-01 от 21.12.2015, выдано НП «Союз «Энергоэффективность»

Сертификат соответствия № СДС.ТП.СМ.05289-14 от 28.07.2014 системы менеджмента качества ГОСТ ISO 9001-2011 (ISO 9001:2008), выдан органом по сертификации ООО «РусПромГрупп»

2016 год

Состав работы

Наименование
Схема теплоснабжения муниципального образования город Салехард на период до 2026 г. Утверждаемая часть
Схема теплоснабжения муниципального образования город Салехард на период до 2026 г. Обосновывающие материалы
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения
Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа
Книга 4. Перспективные балансы тепловой мощности потребителей и источников тепловой энергии
Книга 5. Мастер-план схемы теплоснабжения
Книга 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей
Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах
Книга 9. Перспективные топливные балансы
Книга 10. Надежность теплоснабжения
Книга 11. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
Книга 12. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

Содержание

Общие положения	4
Общая часть	12
Книга 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	16
1.1 Раздел 1. Функциональная структура теплоснабжения (Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии).....	16
1.2 Раздел 2. Источники тепловой энергии.....	21
1.3 Раздел 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	93
1.4 Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии	126
1.5 Раздел 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	133
1.6 Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	142
1.7 Раздел 7. Балансы теплоносителя	144
1.8 Раздел 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	147
1.9 Раздел 9. Надежность теплоснабжения	152
1.10 Раздел 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	166
1.11 Раздел 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	175
1.12 Раздел 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения.....	187
Приложения.....	190

Общие положения

Основание для разработки Схемы теплоснабжения

Схема развития теплоснабжения города Салехарда на период до 2020 г. разработана ЗАО ГП «Сибгипрокоммунэнерго» (г. Новосибирск, 2012 г.) и утверждена Постановлением Администрации муниципального образования город Салехард от 16.11.2012 № 587. Срок реализации – 2012 – 2020 гг.

Схема теплоснабжения муниципального образования город Салехард на период до 2026 г. (далее – Схема теплоснабжения) актуализирована ООО «Сибпрофконсалт» на основании договора с АО «Салехардэнерго» от 14.06.2016 № 84/16-ЗКП на внесение изменений и дополнений в техническую документацию по развитию инженерных систем муниципального образования город Салехард (актуализация схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, электроснабжения) с разработкой электронных моделей систем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения на базе программного обеспечения ГИС «Zulu»; внедрение геоинформационных технологий в (ГИС ZuluServer, Thermo, Hydro, Drain).

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов и документов с учетом изменений, и дополнений, действующих на момент разработки (актуализации):

- Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 188-ФЗ;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- 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 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- 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 РФ 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»;
- 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 16.04.2012 № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- 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 25.01.2011 № 18 «Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требования к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 г.»;
- Приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;
- Приказ Минэкономразвития от 19.12.2009 № 416 «Об установлении перечня видов и состава сведений публичных кадастровых карт»;
- Приказ Минэнерго России 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»);
- Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения, утв. Приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105;
- МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и подаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения, утв. заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003, согл. Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации 22.04.2003 № ЕЯ-1357/2;
- ГОСТ Р 51617-2000 Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия;
- СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»;
- Свод правил СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 Тепловые сети»;

- Свод правил СП 50.13330.2012 «СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий»;
- Свод правил СП 54.13330.2011 «СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные»;
- Свод правил СП 131.13330.2012 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
- Свод правил СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- Свод правил СП 89.13330.2012 «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»;
- МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
- МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;
- МДС 81-25.2001 «Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве»;
- Схема территориального планирования Ямало-Ненецкого автономного округа, утв. Постановлением Администрации Ямало-Ненецкого автономного округа от 18.06.2009 343-А;
- Устав муниципального образования город Салехард (принят на референдуме жителями муниципального город Салехард 16.03.1997);
- Генеральный план города Салехарда, утв. Решением Городской Думы города Салехарда от 25.12.2013 № 91 (в ред. от 19.02.2015 № 5);
- Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования город Салехард на 2012 – 2015 гг. и на перспективу до 2020 г., утв. Решением Городской Думы города Салехарда от 23.12.2011 № 112 (в ред. от 31.05.2016 № 37);
- Муниципальная программа муниципального образования город Салехард «Основные направления градостроительной политики» на 2017 – 2020 гг., утв. Постановлением Администрации города Салехарда от 16.04.2015 № 180;
- Муниципальная адресная программа «Развитие застроенной территории» на 2015 – 2020 гг., утв. Решением Городской Думы города Салехарда от 26.05.2015 № 45;
- Инвестиционная программа МП «Салехардэнерго» по развитию и модернизации системы ТС МО г. Салехард на 2016 – 2020 гг., утв. Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и ЖКХ ЯНАО от 29.10.2015 № 132-т;
- Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Салехардэнерго» в сфере теплоснабжения на 2016 г. и на период до 2020 г. (2016 г.);
- иные нормативные правовые акты Российской Федерации;
- иные нормативные правовые акты Ямало-Ненецкого автономного округа;
- иные нормативные правовые акты муниципального образования город Салехард.

Цель разработки: развитие систем теплоснабжения муниципального образования 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 – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (п. 20 ст. 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»)

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом, определяющим направление развития теплоснабжения муниципального образования город Салехард на длительную перспективу до 2026 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.

В соответствии с Требованиями к порядку разработки и утверждения схема теплоснабжения, утв. Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»:

- схема теплоснабжения разрабатывается на основе документов территориального планирования поселения, городского округа, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности (п. 4);

- схема теплоснабжения разрабатывается на срок не менее 15 лет (п. 6).

Расчетный срок Генерального плана муниципального образования город Салехард – 2025 г., в т.ч. с выделением следующих этапов:

- 2011 – 2015 гг.;
- 2016 – 2020 гг.;
- 2021 – 2025 гг.

Этапы реализации Схемы теплоснабжения

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

- 1 этап – 2012 – 2015 гг.;
- 2 этап – 2016– 2020 гг.;
- 3 этап – 2021 – 2025 гг., 2026 г.

Система теплоснабжения муниципального образования город Салехард включает:

- источники теплоснабжения;
- магистральные и распределительные сети теплоснабжения, объекты на сетях.

Схема теплоснабжения муниципального образования город Салехард 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;
- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- соблюдение баланса экономических 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 муниципального образования город Салехард, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности. При формировании Схемы теплоснабжения учтены корректировки документов территориального планирования, значения которых не совпадают с фактическим развитием муниципального образования город Салехард.

Схема теплоснабжения разработана в составе разделов и Обосновывающих материалов, являющихся их неотъемлемой частью, которые объединены в книги:

1. Схема теплоснабжения:

- Раздел 1 «Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения»;
- Раздел 2 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
- Раздел 3 «Перспективные балансы теплоносителя»;
- Раздел 4 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»;
- Раздел 5 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»;
- Раздел 6 «Перспективные топливные балансы»;
- Раздел 7 «Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»;
- Раздел 8 «Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)»;
- Раздел 9 «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»;
- Раздел 10 «Решения по бесхозным тепловым сетям».

2. Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения:

- Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения;

- Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения;
- Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа;
- Книга 4. Перспективные балансы тепловой мощности потребителей и источников тепловой энергии;
- Книга 5. Мастер-план схемы теплоснабжения;
- Книга 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей;
- Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах;
- Книга 9. Перспективные топливные балансы;
- Книга 10. Надежность теплоснабжения;
- Книга 11. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение;
- Книга 12. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).

3. Графический материал (карты, схемы тепловых сетей) в географической информационной системе ZuluGIS с использованием расчетного комплекса ZuluThermo.

Термины и определения

При формировании Схемы теплоснабжения использованы следующие термины и определения:

возобновляемые источники энергии – энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках;

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;

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 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;

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;

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 теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

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 теплопотребляющих 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 произведенных или приобретенных 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);

теплопотребляющая 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 теплопотребляющих 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;

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

Общая часть

Муниципальное образование город Салехард является административным центром субъекта Российской Федерации – Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – ЯНАО).

В соответствии с Законом ЯНАО от 22.06.2004 № 26-ЗАО «О наделении статусом, определении административного центра и установлении границ муниципального образования город Салехард» муниципальное образование город Салехард является городским округом с административным центром город Салехард.¹

В состав муниципального образования город Салехард входит сельский населенный пункт поселок Пельвож, не являющийся муниципальным образованием.

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

- территория муниципального образования – 101 767,7 га, в т.ч.:
 - земли населенных пунктов (общая площадь территории населенного пункта) – 9 212,6 га, из них:
 - город Салехард – 9 183,3 га;
 - поселок Пельвож – 29,3 га;
- численность населения на начало 2016 г. – 48 756 чел., в т.ч.:
 - город Салехард – 48 462 чел.;
 - поселок Пельвож – 294 чел.

Территория

Муниципальное образование город Салехард расположено на Полуйской возвышенности (Западно-Сибирская равнина), при впадении реки Полуй в Обь, вблизи Полярного Урала, в 2 436 км от Москвы. В 16 км от муниципального образования город Салехард, на другой стороне Оби, находится город и ближайшая железнодорожная станция Лабытнанги.

Географически муниципальное образование город Салехард находится на 66°31'42"N широты и 66°36'14"E долготы, высота над уровнем моря – 15 м (рис. 1).

Рельеф

Территория городского округа относится к Салехардской провинции, которая охватывает прилежащие к низовьям Оби и южной части Обской губы краевые полосы междуречных морских равнин высокого уровня 100-110 м, более низкого 50-60 м и надпойменных террас.

Территория муниципального образования включает в себя устьевую часть бассейна р. Полуй и представляет собой всхолмленную равнину с абсолютной отметкой от 1,9 до 73 м.

В целом территория характеризуется, как однообразная многоозерная равнина слаборасчлененная речными трассами.

¹ Источник: Устав муниципального образования город Салехард, зарег. в Управлении Минюста РФ по ЯНАО 08.05.2009 № RU893060002009001.



Рисунок 1. Географическое положение муниципального образования город Салехард

Источник: <https://yandex.ru/maps/?l=map&source=wizgeo&ll=66.211090%2C66.522265&z=9>

В районе города реки Обь и Полуй имеют общую долину и выделяются пойменная (ширина 100-800 м.) и две надпойменные террасы (к пойме обрываются крутым уступом высотой 15-20 м). Характерны многочисленные овраги протяженностью 0,8 до 1 км. Глубина оврагов до 3-7 м. Склоны интенсивно размываются.

Террасы на отдельных участках заболочены, заторфованы. Распространены бугры пучения, термокарстовые озера и воронки. Абсолютные отметки поверхности колеблются от 25 до 40 м.

Поверхность террас с северо-востока на запад прорезает р. Шайтанка (правый приток р. Полуй). Ширина от 150 до 350 м. Левый борт долины крутой (до 10 м) правый - пологий.

Городская застройка расположена на надпойменных террасах. Здесь развиты ледниково-морские, озерно-аллювиальные и современные аллювиальные отложения, представленные разнородным механическим составом, переслаивающихся и замещающихся без всякой закономерности по разрезу и простираию.

Климат

Муниципальное образование город Салехард расположено на границе субарктического и умеренного климатических поясов.

По строительно-климатическому районированию территория муниципального образования город Салехард округа расположена в климатическом районе II (табл. 1).

Таблица 1

Климатические параметры муниципального образования город Салехард

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
1. Климатические параметры холодного периода года		
Абсолютная минимальная температура воздуха	°С	-54
Температура воздуха наиболее холодных суток		
- обеспеченностью 0,98	°С	-49
- обеспеченностью 0,92	°С	-47
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки		
- обеспеченностью 0,98	°С	-45
- обеспеченностью 0,92	°С	-43
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	%	82
Количество осадков за ноябрь – март	мм	106
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю
2. Климатические параметры теплого периода года		
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	33
Температура воздуха		
- обеспеченностью 0,98	°С	21
- обеспеченностью 0,95	°С	17
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого периода	°С	18,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	%	72
Количество осадков за апрель – октябрь	мм	338
Суточный максимум осадков	мм	73
Преобладающее направление ветра за июнь–август		СВ
Строительно-климатическая зона		II

Источник: СП 131.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-01-99* «Строительная климатология»

Суммарная солнечная радиация – 74 ккал/см². Изотермы января –25 °С, июля +15 °С. Среднегодовая температура воздуха составляет – 6,4°С. Продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже 0° составляет 229 дней. Устойчивые морозы наступают во второй половине октября и продолжаются в среднем 189 дней до третьей декады апреля. Продолжительность отопительного сезона составляет 292 дня.

Климат формируется под влиянием западной циркуляции, а также близости холодного Карского моря, которое является источником холода летом и очагом сильных ветров зимой. Быстрая смена циклонов и антициклонов способствует большой изменчивости погоды. Особенно неустойчива погода в начале зимы (ноябрь–декабрь) и весной (май). Годовое количество осадков составляет от 450 до 500 мм, из которых 44 % выпадает за июль–август. Число дней со снежным покровом и устойчивыми морозами – до 200 в году.

Среднегодовая скорость ветра 4,4 м/сек с максимумом в июне (5,2 м/с) и минимумом в феврале (3,6 м/с), но даже при небольших средних скоростях ветра в отдельные годы возможны очень большие скорости ветра. Относительная влажность воздуха высокая в течение всего года и составляет в среднем 80%. Летом влажность несколько снижается до 70-77%.

К неблагоприятным атмосферным явлениям, которые наблюдаются в муниципальном образовании город Салехард, относятся туманы, метели, сильные ветры. Относится к зоне наибольшей дискомфортности климата.

Расчетные единицы территориального деления (административно-территориальное деление)

Для целей разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования город Салехард в качестве расчетных элементов территориального деления приняты территории населенных пунктов, входящих в состав муниципального образования:

- город Салехард;
- поселок Пельвож.

Выбор расчетных единиц территориального деления определен территориальной обособленностью и отдаленностью рассматриваемых территорий, структурой документов территориального планирования муниципального образования.

Планировочно город Салехард состоит из двух обособленных зон городской застройки, разделенных долиной р. Шайтанка: южная и северная части города.

Территория города Салехарда условно разделена на несколько районов, границы которых официально не установлены.

Северная часть города Салехарда включает следующие районы:

1. Ангальский Мыс – район улиц Ангальский Мыс, Обская, Северный квартал;
2. Гидропорт – район улиц Чкалова, Объездная, Чапаева;
3. Мостострой – район улиц Чапаева, Чкалова, Объездная, Шевченко;
4. Комбинат – район улиц Богдана Кнунянца, Маяковского, Почтовая,

Чупрова.

Южная часть города Салехарда включает следующие районы:

1. Центральный район, который в свою очередь включает:
 - Старый город – улицы Ного, Ламбиных, Пушкина, часть Республики и Свердлова, а также территория Речного порта;
 - Центр – район улиц Свердлова, Чубынина, Мира;
 - 2-го отделения – район улиц Республики, Подшибякина, Броднева;
2. микрорайоны города.

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

1.1 Раздел 1. Функциональная структура теплоснабжения (Существующие зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии)

1.1.1 Описание зон действия (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Услуги теплоснабжения на территории города Салехард оказывают следующие теплоснабжающие организации:

- АО «Салехардэнерго»;
- ООО «Генезис»;
- производственные котельные, обеспечивающие собственные нужды промышленных предприятий.

АО «Салехардэнерго»

Основным поставщиком тепловой энергии (теплоснабжающей и теплосетевой организацией) на территории города Салехард является АО «Салехардэнерго».

АО «Салехардэнерго» создано путем реорганизации, в форме преобразования муниципального предприятия «Салехардэнерго» муниципального образования город Салехард, в соответствии с Постановлением Администрации муниципального образования город Салехард от 30.06.2015 № 303.

Единственным учредителем и акционером АО «Салехардэнерго» является муниципальное образование город Салехард в лице управления имущественных отношений Администрации города Салехарда.

С 01.12.2015 имущественный комплекс системы теплоснабжения города Салехард является собственностью АО «Салехардэнерго», который включает:

- котельные – 40ед.;
- ЦТП– 3 ед.;
- тепловые сети (двухтрубное исполнение) – 158,72 км;
 - в т. ч. сети ГВС – 1,187 км.

Зоной действия (эксплуатационной ответственности) АО «Салехардэнерго» является территория города Салехард за исключения следующих территорий:

- зона действия ООО «Генезис» (мкр. Брусничный);
- зона действия котельных промышленных предприятий (промзона);
- зон действия индивидуальных источников теплоснабжения.

Теплоснабжение жилых, общественных и производственных зданий города Салехард осуществляется от 40 котельных и ЦТП ДЭС-1 АО «Салехардэнерго». Большая часть вырабатываемого тепла используется в системах отопления зданий города. Незначительное количество тепловой энергии используется в системах приточной вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. Централизованным горячим водоснабжением охвачены только 3-7-ти этажные жилые дома центральной части города (район Центра, в основном от котельной № 36 и 11

крышных котельных), а также несколько наиболее тепломехких общественных зданий (приготовление воды для горячего водоснабжения осуществляется в водоподогревателях, установленных в ИТП зданий). В остальных зданиях горячее водоснабжение осуществляется от индивидуальных газовых или электрических водоподогревателей.

ООО «Генезис»

До марта 2016 г. услуги по теплоснабжению в мкр. Брусничный оказывало ООО «СК «Галактика».

В соответствии с Приказом департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа от 22.03.2016 № 23-т ООО «СК «Галактика» с 01.04.2016 исключена из разделов реестра организаций (предприятий), в отношении которых осуществляется регулирование цен (тарифов) и региональный государственный контроль (надзор) за их применением на территории ЯНАО в связи с прекращением регулируемого вида деятельности.

С 01.04.2016 услуги по теплоснабжению в мкр. Брусничный (рис. 2) оказывает ООО «Генезис».

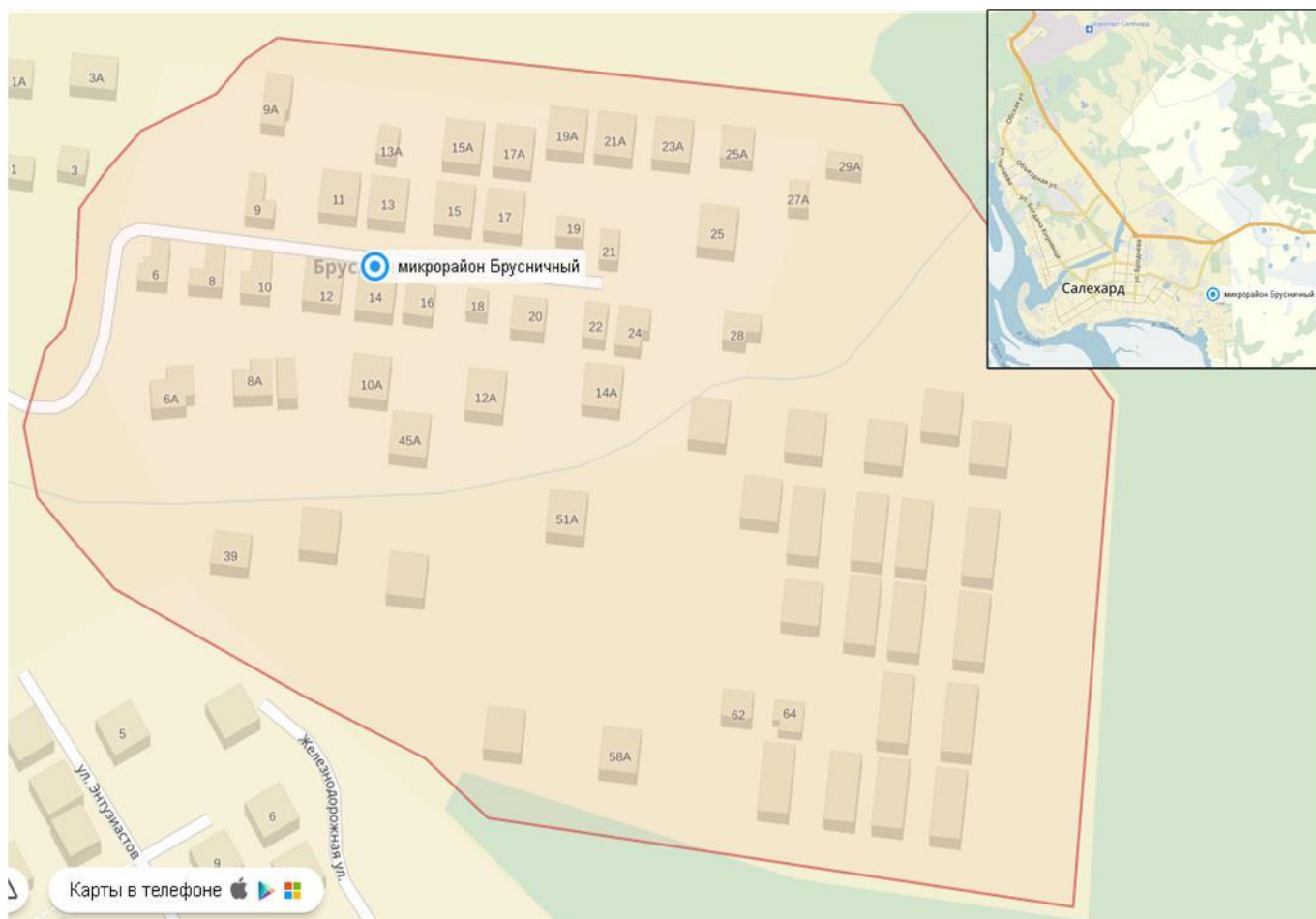


Рисунок 2. Мкр. Брусничный муниципального образования город Салехард

Источник: <https://yandex.ru/maps>

1.1.2 Зоны действия производственных котельных

На территории города Салехард действует 7 локальных теплоисточников малой мощности с собственными тепловыми сетями, находящихся в ведении предприятий и организаций и покрывающих нагрузки отдельных производственных объектов и их территорий:

- котельная № 37 ОАО «Ямалфлот»;
- котельная № 38 «Салехардагро»;
- котельная № 39 Производственной базы ИСК ЯНАО;
- котельная № 40 ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»;
- котельная № 41 Фирмы «ЯМАТА»;
- котельная № 42 ОГУП УСГГ;
- котельная № 43 площадки «Салехардремстрой».

Котельные № 37, 38, 39, 40 расположены в промышленной зоне в районе Ангальский Мыс (рис. 3).

Котельные № 41, 42, 43 расположены в промышленной зоне в районе улиц Обьездная, Обьездная – Богдана Кнунянца (рис. 4).

Расположение производственных котельных также представлено в Электронной модели системы теплоснабжения.

1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения

В городе Салехард теплоснабжение части малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, а также отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей осуществляется от индивидуальных источников – двухконтурных газовых котлов.

Зоны расположения индивидуальных источников тепловой энергии в основном находятся в кварталах индивидуальной и малоэтажной жилой застройки, расположенных:

- в западной части Центрального района города, южнее улицы Сенькина и севернее границы исторического центра вдоль реки Полябта;
- в восточной части города в существующих кварталах «Первомайский 1, 2, 3», «Теремки», «Юбилейный», «Солнечный»;
- в районе Комбината на берегу реки Оби;
- в северо-западной части квартала «Полярный»;
- в юго-восточной части района Ангальский Мыс.

В поселке Пельвож централизованная система теплоснабжения отсутствует. Теплоснабжение жилой застройки осуществляется от локальных источников.



Рисунок 3. Производственные котельные № 37, 38, 39, 40 муниципального образования город Салехард

Источник: Схема развития теплоснабжения города Салехарда на период до 2020 г., утв. Постановлением Администрации муниципального образования город Салехард от 16.11.2012 № 587

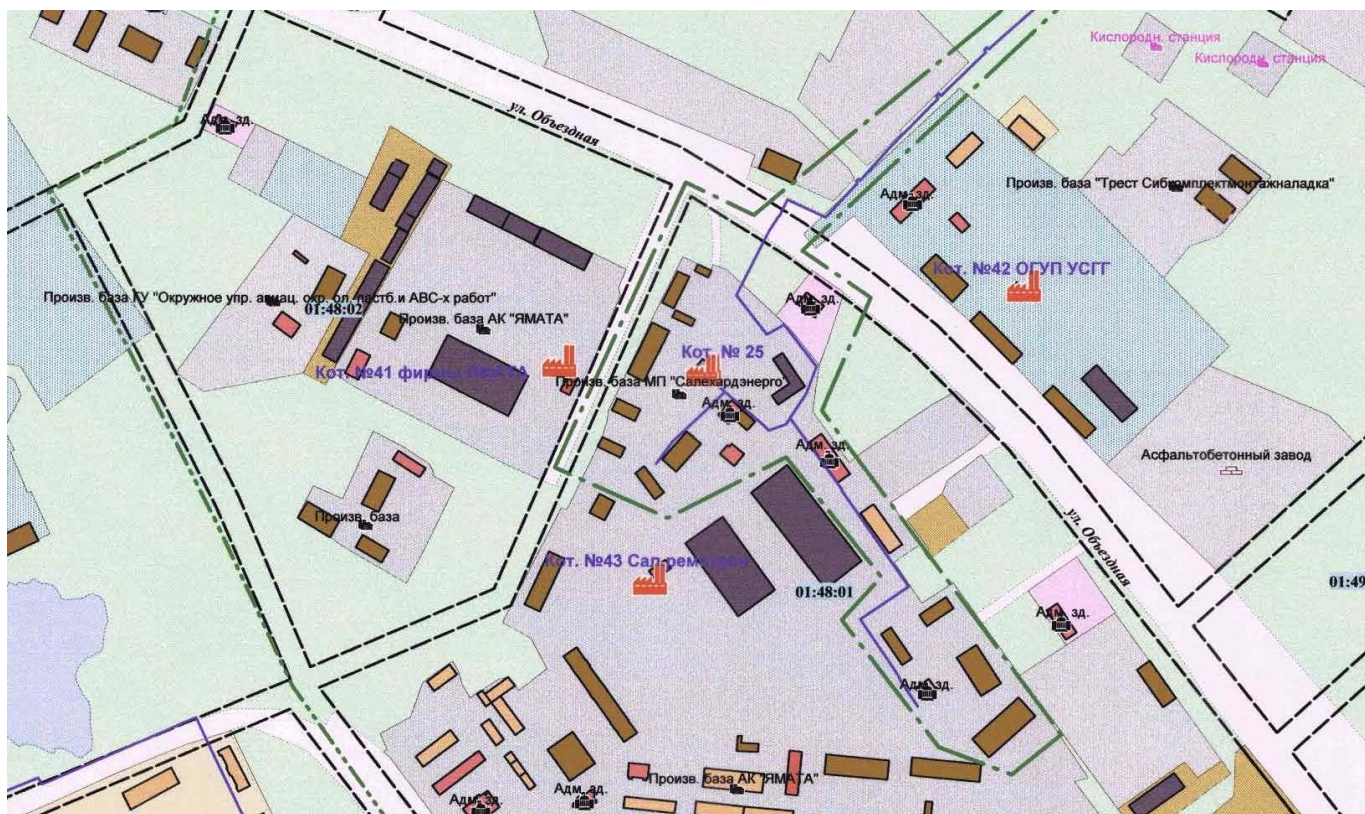


Рисунок 4. Производственные котельные № 41, 42, 43 муниципального образования город Салехард

Источник: Схема развития теплоснабжения города Салехарда на период до 2020 г., утв. Постановлением Администрации муниципального образования город Салехард от 16.11.2012 № 587

1.2 Раздел 2. Источники тепловой энергии

Основные характеристики системы теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго»:²

- источники теплоснабжения – 40 ед., в т.ч.:
 - источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (теплоэнергетический блок электростанции) – 2 ед. (ГТЭС и ДЭС-1 (ТЭС-14));
 - основные котельные – 21 ед.
 - крышные котельные – 14 ед.;
 - технологические котельные – 3 ед.;
- Установленная мощность – 396,405 Гкал/ч;
- Фактическая мощность – 363,449 Гкал/ч;
- Присоединенная нагрузка – 163,674 Гкал/ч;
- Установленное оборудование – 156 водогрейных котла (без учета котлов-утилизаторов на электростанциях);
- Основное топливо – природный газ;
- Резервное топливо – дизельное топливо;
- Схема тепловых сетей – закрытая;
- Протяженность тепловых сетей – 158,72 км;
- ЦТП – 3 ед. (ЦТП-1, ЦТП-21, ЦТП АТП);
- Средний физический износ оборудования и тепловых сетей:
 - оборудование – 40,1%;
 - тепловые сети – 57,1%;
- Выработка тепловой энергии – 560 871 Гкал;
- Потери тепловой энергии – 60 090 Гкал (10,7%);
- Полезный отпуск тепловой энергии – 474 810 Гкал;
- Система теплоснабжения города Салехарда – централизованная.

Основные характеристики модульной котельной водогрейной МК-В-1,0 в мкр. Брусничный представлены в табл. 2.

Таблица 2

Модульная котельная водогрейная МК-В-1,0

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
1	Марка котла		RS - A500	
2	Тип котла (водогрейный/паровой/утилизатор)		водогрейный	
3	Год ввода в эксплуатацию		март 2009 г.	
4	Режим работы (сезонный - С/круглогодичный - К/ пиковый - П)		сезонный	
5	Тип системы (открытая - О/ закрытая - З)		закрытая	

² Источник: Инвестиционная программа АО «Салехардэнерго» по развитию и модернизации системы ТС МО г. Салехард на 2016 – 2020 гг., утв. Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и ЖКХ ЯНАО от 29.10.2015 № 132-г.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
6	Установленная мощность	Гкал/ч	0,860	0,860
7	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	н.д.	н.д.
	отопление	Гкал/ч		
	вентиляция	Гкал/ч		
	на ГВС	Гкал/ч		
	на технологические нужды	Гкал/ч		
8	Количество договоров теплоснабжения	ед.	43	46
9	Количество объектов теплоснабжения	ед.	43	46
10	Перспективная загрузка (в соответствии с реестром выданных ТУ на присоединение)	Гкал/ч	0,775	0,775
	отопление	Гкал/ч		
	вентиляция	Гкал/ч		
	на ГВС	Гкал/ч		
	на технологические нужды	Гкал/ч		
11	КПД котла	%		
	паспортный	%	91,2	91,2
	по результатам наладки	%		
12	Дата проведения последней наладки		н.д.	н.д.
13	Удельный расход топлива (брутто) паспортный	кг у.т/Гкал		
14	Удельный расход топлива (брутто) по результатам наладки	т/Гкал		
15	Вид топлива			
	основное		газ	газ
	резервное			
16	Израсходовано топлива за год	т н.т. (тыс. м³)	315	298
	Основное	т н.т. (тыс. м³)	315	298
	I кв.	т н.т. (тыс. м³)	124	125
	II кв.	т н.т. (тыс. м³)	62,5	43,5
	III кв.	т н.т. (тыс. м³)	17	17
	IV кв.	т н.т. (тыс. м³)	111	112
	Резервное	т н.т. (тыс. м³)	0	0
17	Годовая выработка (утилизация) тепловой энергии	Гкал		
	в том числе:			
	Расход на собственные нужды	Гкал	0,00	0,00
	Потери в сетях	Гкал	0,11	0,12
	Полезный отпуск (реализация)	Гкал		
	населению	Гкал	938,00	1 075,00
	бюджетным организациям	Гкал		
	прочим потребителям	Гкал		
18	Количество вводов водопровода	ед.	1	1
19	Расход воды на производство тепловой энергии	тыс. м³ в год	0,25	0,25
20	Объем подпиточной емкости	м³	25	25
21	Наличие системы водоподготовки	да/нет	нет	нет
22	Расход электроэнергии	тыс. кВт·ч		
	на производство тепловой энергии	тыс. кВт·ч	20,599	20,599
	на передачу тепловой энергии	тыс. кВт·ч		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.
23	Нагрузка электропотребляющего оборудования в период максимумов тепловых нагрузок, кВт/ч		15	15
24	Аварийный источник электроснабжения		-	-
	Тип			
	Мощность	кВт		

Источник: Департамент городского хозяйства Администрации муниципального образования город Салехард. Сведения о работе источников тепловой энергии ООО «СК «Галактика» за 2014 – 2015 гг.

Технико-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации муниципального образования город Салехард за 2015 г., в т.ч. отражающие характеристики источников тепловой энергии, представлены в п. 1.10.3 Технико-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Характеристика источников тепловой энергии производственных предприятий муниципального образования город Салехард представлена в табл. 3.³

Источники тепловой энергии производственных предприятий муниципального образования город Салехард не осуществляют отпуск тепловой энергии населению и прочим потребителям., предназначены для собственных нужд производственных предприятий.

³ Источник: Схема развития теплоснабжения города Салехарда на период до 2020 г., утв. Постановлением Администрации муниципального образования город Салехард от 16.11.2012 № 587.

Таблица 3

Характеристика источников тепловой энергии производственных предприятий муниципального образования город Салехард

№ п/п	№ котельной, наименование источника	Марка котла, утилизационного оборудования	Тип котла, теплообменника	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Вид топлива Основной (резервный)	Характеристика дымовых труб
1	Котельная № 37 ОАО «Ямалфлот»	ММЗ	водогр.	1970		камен. уголь	Н = 8 м, Ду = 0,45 м
		ММЗ	водогр.	1970			
		ВВД	водогр.	1970			
		ВВД	водогр.	1970			
		Итого			3,96		
2	Котельная № 38 «Салехардагро»	НР-18	водогр.	1980		камен. уголь	Н = 20 м, Ду = 0,5 м
		НР-18	водогр.	1980			
		Итого			3,00		
3	Котельная № 39 Производственной базы ИСК ЯНАО	КСВа-1,86	водогр.	1999		диз. топ ливо	Н = 20 м, Ду = 0,5 м
		КСВа-1,86	водогр.	1999			
		Итого			3,18		
4	Котельная № 40 ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»	Энергия	водогр.	1980		камен. уголь	Н = 20 м, Ду = 0,5 м
		Е-1/9	водогр.	1980			
		Е-1/9	водогр.	1980			
		Итого			1,46		
5	Котельная № 41 Фирмы ЯМАТА	КСВа-1,86	водогр.	1980		диз. топ-ливо	Н = 15 м, Ду = 0,6 м
		КСВа-1,86	водогр.	1980			Н = 18 м, Ду = 0,6 м
		ВВД (1 резервн.)	водогр.	1980			
		ВВД	водогр.	1980			
		Итого			6,79		
6	Котельная № 42 ОГУП УСГГ	Revoterm	водогр.	2003		газ	Н = 20 м, Ду = 0,5 м
		Revoterm	водогр.	2003			
		Итого			6,00		
7	Котельная № 43 Площадки «Салехардремстрой»	КСВа-2.0 «БК- 21» № 1	водогр.	2004		газ	Н = 27 м, Ду = 0,4 м
		КСВа-2.0 «БК-21» № 2 (рез.)	водогр.	2004		диз. топ-ливо	
		Итого			3,44		
	Итого по котельным предприятий				27,83		

1.2.1 Структура основного оборудования

Источниками централизованного теплоснабжения южной части города Салехард являются 13 котельных, в т.ч. котельные № 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 16, 21, 30, 34, 36, МБК, и 14 крышных котельных.

В южной части города также расположены 2 технологические котельные: № 33 (ГТЭС) и КОС.

Котельная № 12 в 2016 г. выведена из эксплуатации и переведена (перепрофилирована) в режим насосной станции.

Котельные № 6-16 возводились хозяйственным способом, без разработки проектной документации и оборудованы физически и морально устаревшим оборудованием.

Источниками централизованного теплоснабжения северной части города Салехард (Ангальский Мыс, Гидропорт, Мостострой, Комбинат) являются 8 котельных, в т.ч. котельные № 14, 22, 25, 28, 29, 35, пиковая котельная ДЭС-1, Котельная Администрации ЯНАО. В северной части города также находится технологическая котельная № 32 (ВОС-15000 Корчаги).

Газотурбинная электростанция ГТЭС города Салехард (далее – ГТЭС) является отдельным источником теплоснабжения и работает совместно в единую систему теплоснабжения с котельной № 21 (Теплоэнергетический блок газотурбинной электростанции ГТЭС, далее – ТЭБ ГТЭС). Резервной котельной для собственных нужд ГТЭС является котельная № 33.

Котельная № 21 в нормальном режиме выполняет функцию пиковой котельной, основным источником теплоснабжения является ГТЭС, которая передает утилизированное тепло на ЦТП-21.

В настоящее время теплоснабжение от ГТЭС осуществляется только от газотурбинного (ГТУ) агрегата № 3 (установленная мощность – 14,4 Гкал/ч), поскольку существующие котлы-утилизаторы типа КУ 25-115 ГТУ-2 и ГТУ-3 не имеют системы регулирования производительности и регулировка теплового режима теплоносителя может осуществляться только изменением электрической мощности газотурбинного агрегата.

ГТЭС имеет располагаемую тепловую мощность 12,1 Гкал/ч (котел-утилизатор № 3).⁴

Электростанция ТЭС-14, электростанция ДЭС-1 и котельная «Пиковая» составляют единый теплоэнергетический блок, отпускающий тепловую энергию в единую систему теплоснабжения (далее – ТЭБ ТЭС-14).

Дизель-генераторные установки (ДГУ) ДЭС-1 оборудованы котлами-утилизаторами. Пара метры теплоносителя в подающем трубопроводе на их выходе - от 86 до 115°C, в зависимости от электрической нагрузки ДГУ, количества ДГУ в работе, включения и выключения утилизационных котлов, либо использования только отбора тепла от систем охлаждения дизельных двигателей. Номинальная тепловая мощность ДЭС-1 – 10,74 Гкал/ч. ДЭС-1 работает в пиковом режиме и

⁴ Источник: Резервы мощности источников тепла АО «Салехардэнерго» и обеспеченность потребителей теплом при тн.в.= -42°C при выводе из работы 1 котлоагрегата на отопительный сезон 2016/2017 гг. по состоянию на 01.05.2016.

поэтому невозможно получать тепловую энергию от ДЭС-1 постоянно.

В целях сглаживания неравномерности графиков выработки электроэнергии и потребления тепла предусмотрена «Пиковая котельная ДЭС-1». Пиковая котельная работает параллельно с котлами – утилизаторами ДЭС-1.

Газопоршневая теплоэлектростанция ТЭС-14 (в блочно-модульном исполнении) имеет оборудование, рассчитанное на использование вторичных энергоресурсов на каждом из ее агрегатов. ТЭС-14 работает в номинальном режиме со средним коэффициентом загрузки установленной мощности 0,9.

На ДЭС-2 установлено 2 ДГУ общей номинальной электрической мощностью 12,5 МВт, одна из которых оборудована котлом-утилизатором. Утилизация тепла уходящих газов и водяной рубашки дизельных установок не производится по причине отсутствия тепловой трассы, соединяющей котел-утилизатор ДЭС-2 и «ЦТП-ДЭС-1».

Теплоноситель с параметрами 115/70°C от пиковой котельной, котлов-утилизаторов поступает в «ЦТП-ДЭС-1» на водоводяные теплообменники.

Состав и технические характеристики генерирующего оборудования ГТЭС представлены в табл. 4.⁵

Состав и технические характеристики генерирующего оборудования ТЭС-14 представлен в табл. 5.

Сведения по основному оборудованию источников теплоты АО «Салехардэнерго» структурного предприятия «Котельные» (2016 г.) представлены в табл. 6.

Сведения по насосному оборудованию источников теплоты АО «Салехардэнерго» структурного предприятия «Котельные» (2016 г.) представлены в табл. 7.

⁵ Источник: Заключение АО «Салехардэнерго» и Администрации МО города Салехард о невозможности вывода из эксплуатации источников тепловой энергии, осуществляющих комбинированную выработку тепловой и электрической энергии, расположенных на территории муниципального образования город Салехард Ямало-Ненецкого автономного округа.

Таблица 4

Состав и технические характеристики теплогенерирующего оборудования ГТЭС, г. Салехард

№ п/п	Наименование генерирующего объекта	Электроэнергия				Теплоэнергия			
		Основное оборудование	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Коэффициент использования установленной мощности	Основное оборудование	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент использования установленной мощности
	Газотурбинная электростанция ГТЭС, г. Салехард								
1	Энергоблок № 1	Газотурбинная установка ГТГ-1, тип ДЦ-59Л	12,00	11,50	0,84	Котел утилизатор, тип КУ-25,0-115	21,80	15,40	0,528
2	Энергоблок № 2	Газотурбинная установка ГТГ-2, тип ДЦ-59	12,00	11,50	0,84	Котел утилизатор, тип КУ-25,0-115	21,80	15,40	0,528
3	Энергоблок № 3	Газотурбинная установка ГТГ-3, тип ДЖ-59Л	15,40	15,00	0,84	Котел утилизатор типа УТО-28	14,40	12,10	0,528
	Итого		39,40	38,00			58,00	42,90	

Таблица 5

Состав и технические характеристики теплогенерирующего оборудования ТЭС-14, г. Салехард

№ п/п	Наименование генерирующего объекта	Электроэнергия				Теплоэнергия			
		Основное оборудование	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Коэффициент использования установленной мощности	Основное оборудование	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент использования установленной мощности
	Газопоршневая электростанция ТЭС-14, г. Салехард								
1	Энергоблок № 1	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,204
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,204
2	Энергоблок № 2	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,065
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,065
3	Энергоблок № 3	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,175
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,175
4	Энергоблок № 4	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,174
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,174
5	Энергоблок № 5	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,240
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	

№ п/п	Наименование генерирующего объекта	Электроэнергия				Теплоэнергия			
		Основное оборудование	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	Коэффициент использования установленной мощности	Основное оборудование	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Коэффициент использования установленной мощности
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,240
6	Энергоблок № 6	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,205
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,205
7	Энергоблок № 7	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,221
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,221
8	Энергоблок № 8	Газопоршневой агрегат ГПА № 1, тип QSV91G	1,75	1,57	0,84	Котел утилизатор, тип УТГ-1050	0,905	0,905	0,206
						Теплообменник ТО РИДАН	0,599	0,599	
		итого	1,75	1,57	0,84	итого	1,504	1,504	0,206
	Итого		14,00	12,56			12,032	12,032	

Таблица 6

Сведения по основному оборудованию источников теплоты АО «Салехардэнерго» структурного предприятия «Котельные» (2016 г.)

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Технологическое оборудование	Год ввода в эксплуатацию	Производительность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Участок № 1						
1	Котельная №29 Инв.№00007251	Водогрейный котел №1	КВ-ГМ 3,5-95	БК №1	2003	3,01	Консервация
2		Вентилятор дутьевой №1 7000 куб.м / час	ВЦ 14-46-4	ВД №1	2003	4600	Консервация
3		Дымосос центробежный одностороннего всаса №1	ВЦ 14-46-5Ж	ДК №1	2003	9800	Консервация
4		Водогрейный котел №2	КВ-ГМ 3,5-95	БК №2	2003	3,01	
5		Вентилятор дутьевой №2 7000 куб.м / час	ВЦ 14-46-4	ВД №2	2003	4600	
6		Дымосос центробежный одностороннего всаса №2	ВЦ 14-46-5Ж	ДК №2	2003	9800	
7		Водогрейный котел №3	КВ-ГМ 3,5-95	БК №3	2003	3,01	
8		Вентилятор дутьевой №3 7000 куб.м / час	ВЦ 14-46-4	ВД №3	2003	4600	
9		Дымосос центробежный одностороннего всаса №3	ВЦ 14-46-5Ж	ДК №3	2003	9800	
10		Водогрейный котел №4	КВ-ГМ 3,5-95	БК №4	2003	3,01	
11		Вентилятор дутьевой №4 7000 куб.м / час	ВЦ 14-46-4	ВД №4	2003	4600	
12		Дымосос центробежный одностороннего всаса №4	ВЦ 14-46-5Ж	ДК №4	2003	9800	
13		Водогрейный котел №5	КВ-ГМ 3,5-95	БК №5	2003	3,01	Консервация
14		Вентилятор дутьевой №5 7000 куб.м / час	ВЦ 14-46-4	ВД №5	2003	4600	Консервация
15		Дымосос центробежный одностороннего всаса №5	ВЦ 14-46-5Ж	ДК №5	2003	9800	Консервация

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
16	Котельная №30 Инв. №00001254	Водогрейный котел №1	ДЕВ 16/14	БК №1	1999	10	
17		Экономайзер №1 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №1	1999		
18		Вентилятор дутьевой №1	ВДН 9у	ВД №1	1999	14900	
19		Дымосос №1	ДН-11,2у	ДК №1	1999	28700	
20		Водогрейный котел №2	ДЕВ 16/14	БК №2	1999	10	
21		Экономайзер №2 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №2	1999		
22		Вентилятор дутьевой №2	ВДН 9у	ВД №2	1999	14900	
23		Дымосос №2	ДН-11,2у	ДК №2	1999	28700	
24		Водогрейный котел №3	ДЕВ16/14	БК №3	1999	10	
25		Экономайзер №3 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №3	1999		
26		Вентилятор дутьевой №3	ВДН 9у	ВД №3	1999	14900	
27		Дымосос №3	ДН-11,2у	ДК №3	1999	28700	
28		Водогрейный котел №4	ДЕВ 16/14	БК №4	1999	10	
29		Экономайзер №4 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №4	1999		
30		Вентилятор дутьевой №4	ВДН 9у	ВД №4	1999	14900	
31		Дымосос №4	ДН-11,2у	ДК №4	1999	28700	
32		Подогреватель водо-водяной	ПВ 168*2-1,6-РГ- 4-УЗ. (ГОСТ 27590-88)	ПВ №1	1999		
33		Подогреватель водо-водяной	ПВ 168*2-1,6-РГ- 4-УЗ. (ГОСТ 27590-88)	ПВ №2	1999		
34		Подогреватель водо-водяной	ПВ 168*2-1,6-РГ- 4-УЗ. (ГОСТ 27590-88)	ПВ №3	1999		
35	Котельная №34 Инв. №00005265	Водогрейный котел №1	ЗиоСаб 500	БК №1	2003	0,43	
36		Водогрейный котел №2	ЗиоСаб 500	БК №2	2003	0,43	
37	Котельная №35 Инв. №00001251	Водогрейный котел №2	ДЕВ 16/14	БК №2	1991	10	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
38		Экономайзер №2 (чугунный)	ЭП 1-330	ЭК №2	1991		
39		Дымосос №2	ДН-11,2у	ДК №2	1991	28700	
40		Вентилятор дутьевой №2	ВДН-9	ВД №2	1991	14900	
41		Водогрейный котел №3	ДЕВ 16/14	ВК №3	1998	10	
42		Экономайзер №3 (чугунный)	ЭП 1-330	ЭК №3	1998		
43		Дымосос №3	ДН-11,2у	ДК №3	1998	28700	
44		Вентилятор дутьевой №3	ВДН-9	ВД №3	1998	14900	
45		Водогрейный котел №4	ДЕВ 16/14	ВК №4	1996	10	
46		Экономайзер №4 (чугунный)	ЭП 1-330	ЭК №4	1996		
47		Дымосос №4	ДН-11,2у	ДК №4	1996	28700	
48		Вентилятор дутьевой №4	ВДН-9	ВД №4	1996	14900	
49	Котельная №36 Инв. №00009008	Водогрейный котел №1	ДЕВ 16/14	ВК №1	2003	10	
50		Экономайзер №1 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №1	2003		
51		Дымосос №1	ДН-12,5	ДК №1	2003	39900	
52		Дутьевой вентилятор №1	ВДН-9	ДВ №1	2003	14900	
53		Водогрейный котел №2	ДЕВ 16/14	ВК №2	2003	10	
54		Экономайзер №2 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №2	2003		
55		Дымосос №2	ДН-12,5	ДК №2	2003	39900	
56		Дутьевой вентилятор №2	ВДН-9	ДВ №2	2003	14900	
57		Водогрейный котел №3	ДЕВ 16/14	ВК №3	2003	10	
58		Экономайзер №3 (чугунный)	ЭБ-1 300 И	ЭК №3	2003		
59		Дымосос №3	ДН-12,5	ДК №3	2003		
60		Дутьевой вентилятор №3	ВДН-9	ДВ №3	2003		
61		Водогрейный котел №4 (летний)	КВГМ 3,5 - 115	ВК №4	2003	3,01	
62		Дымосос №4	ВЦ14-46/5ж	ДК №4	2003	9800	
63		Дутьевой вентилятор №4	ВЦ14-46/4	ДВ №4	2003	4600	
64		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	М 15 BFG 8	ТА №1	2003		

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
65		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M 15 BFG 8	ТА №2	2003		
66	УР-2 Инв. №00007480	Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №1	2005		
67		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №2	2005		
68		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №3	2005		
69		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №4	2005		
70	УР-3 Инв. №00008651	Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №1	2005		
71		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №2	2005		
72		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №3	2005		
73		Теплообменный аппарат ALFA - LAVAL	M15 BFG 8	ТА №4	2005		
	Участок № 2						
74	Котельная №5 Инв. №00001169	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	1999	1,72	Консервация
75		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	1999	1,72	
76		Водогрейный котел №3	БК-21	БК №3	1999	1,72	
77		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	1999	1,72	
78		Водогрейный котел №5	БК-21	БК №5	1999	1,72	
79		Водогрейный котел №6	БК-21	БК №6	1999	1,72	
80	Котельная №7 Инв. №00001229	Водогрейный котел №1	КВГМ 5,8	БК №1	1997	4,99	Консервация
81		Вентилятор дутьевой №1	ВДН-8-1500-П	ВД №10	1997	10460	Консервация
82		Водогрейный котел №2	КВГМ 5,8	БК №2	1997	4,99	Консервация
83		Вентилятор дутьевой №2	ВДН-8-1500-П	ВД №10	1997	10460	Консервация

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
84		Водогрейный котел №3	КВГМ 5,8	ВК №3	1997	4,99	Консервация
85		Вентилятор дутьевой №3	ВДН-8-1500-П	ВД №10	1997	10460	Консервация
86		Водоподогреватель №1	ВВП-273 4000	ВП №1	2000		Консервация
87		Водоподогреватель №2	ВВП-273 4000	ВП №2	2000		Консервация
88		Водоподогреватель №3	ВВП-273 4000	ВП №3	2000		Консервация
89		Водоподогреватель №4	ВВП-273 4000	ВП №4	2000		Консервация
90		Водоподогреватель №5	ВВП-273 4000	ВП №5	2000		Консервация
91		Водоподогреватель №6	ВВП-273 4000	ВП №6	2000		Консервация
92		Водоподогреватель №7	ПП 1-53-7-П	ВП №7	2000		Консервация
93	Котельная №8 Инв. №00001158	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	2000	1,72	
94		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	2000	1,72	
95		Водогрейный котел №3	ВК-21	ВК №3	2000	1,72	
96		Водогрейный котел №4	ВК-21	ВК №4	2000	1,72	
97		Водогрейный котел №5	ВК-21	ВК №5	2000	1,72	
98		Водогрейный котел №6	ВК-21	ВК №6	1999	1,72	
99		Водогрейный котел №7	ВК-21	ВК №7	1999	1,72	
100		Водогрейный котел №8	ВК-21	ВК №8	1999	1,72	
101		Водогрейный котел №9	ВК-21	ВК №9	1999	1,72	
102		Водогрейный котел №10	ВК-21	ВК №10	1999	1,72	
103		Водогрейный котел №11	ВК-21	ВК №11	1999	1,72	
104	Котельная №21 Инв. №00001183	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	1999	1,72	
105		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	1999	1,72	
106		Водогрейный котел №3	ВК-21	ВК №3	1999	1,72	
107		Водогрейный котел №4	ВК-21	ВК №4	1999	1,72	
108		Водогрейный котел №5	ВК-21	ВК №5	1999	1,72	
109		Водогрейный котел №6	ВК-21	ВК №6	1999	1,72	
110		Водогрейный котел №7	ВК-21	ВК №7	1999	1,72	
111		Водогрейный котел №8	ВК-21	ВК №8	1999	1,72	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
112		Водогрейный котел №9	БК-21	БК №9	1999	1,72	
113		Водогрейный котел №10	«Термотехник ТТ100» ЭНТРОРОС	БК №10	2014	8,6	
114		Водогрейный котел №11	«Термотехник ТТ100» ЭНТРОРОС	БК №11	2014	8,6	
115		Водогрейный котел №12	КВГМ-5,8 (МБК- 5)	БК №12	2000	4,99	
116		Вентилятор дутьевой №12	ВДН-8-1500-П	ВД №12	2000	10460	
117		Водогрейный котел №13	КВГМ-5,8 (МБК- 5)	БК №13	2000	4,99	
118		Вентилятор дутьевой №13	ВДН-8-1500-П	ВД №13	2000	10460	
119		Водогрейный котел №14	КВГМ-5,8 (МБК- 5)	БК №14	2000	4,99	
120		Вентилятор дутьевой №14	ВДН-8-1500-П	ВД №14	2000	10460	
121		Водоподогреватель №6	ВВП-325 4000	ВП №6	2001		
122		Водоподогреватель №7	ВВП-325 4000	ВП №7	2001		
123		Водоподогреватель №8	ВВП-325 4000	ВП №8	2001		
124		Водоподогреватель №9	ВВП-325 4000	ВП №9	2001		
125		Водоподогреватель №10	ВВП-325 4000	ВП №10	2001		
126		Водоподогреватель №11	ВВП-325 4000	ВП №11	2001		
127		Водоподогреватель №12	ВВП-325 4000	ВП №12	2001		

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
128		Компрессор №1	3 ВШ 06 1,5/ 7,3	К №1	1997		
129	ЦТП-21	Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-1	2011		
130		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-2	2011		
131		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-3	2011		
132		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-4	2011		
133		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-5	2011		
134		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-6	2011		
135		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-7	2011		
136		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-8	2011		
137	ЦТП-АТП	Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-1	2014		
138		Подогреватель водо-водяной	ВВПР530х2-1,6-П	ПВ-2	2014		
	Участок № 3						
139	Котельная №6 Инв. №00001152	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	1999	1,72	
140		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	1999	1,72	
141		Водогрейный котел №3	ВК-21	ВК №3	1999	1,72	
142		Водогрейный котел №4	ВК-21	ВК №4	1999	1,72	
143	Котельная №10 Инв. №00001153	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	1998	1,72	
144		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	2000	1,72	
145		Водогрейный котел №3	ВК-21	ВК №3	2000	1,72	
146		Водогрейный котел №4	ВК-21	ВК №4	2000	1,72	
147	Котельная №11 Инв. №00003955	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	2000	1,72	
148		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	2000	1,72	
149	Котельная №13 Инв. №00001201	Водогрейный котел №1	ВК-21	ВК №1	2000	1,72	
150		Водогрейный котел №2	ВК-21	ВК №2	2000	1,72	
151		Водогрейный котел №3	ВК-21	ВК №3	2000	1,72	
152		Водогрейный котел №4	ВК-21	ВК №4	2000	1,72	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
153		Водогрейный котел №5	БК-21	БК №5	2000		Консервация
154	Котельная №16 Инв. №00001202	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	2000	1,72	
155		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	2000	1,72	
156		Водогрейный котел №3	БК-21	БК №3	2000	1,72	
157		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	2000	1,72	
158		Водогрейный котел №5	БК-21	БК №5	2000	1,72	
	Участок № 4						
159	Котельная №14 Инв. №00001150	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	2000	1,72	
160		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	2000	1,72	
161		Водогрейный котел №3	БК-21	БК №3	2000	1,72	
162		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	2000	1,72	
163	Котельная №22 Инв. №00001154	Водогрейный котел №1	КСВа-3,5	БК №1	2002	3,01	
164		Дымосос центробежный одностороннего всаса №1	ДН-9х-1000	ДК №1	2002	9930	
165		Водогрейный котел №2	КСВа-3,5	БК №2	2001	3,01	
166		Дымосос центробежный одностороннего всаса №2	ДН-9х-1000	ДК №2	2001	9930	
167		Водогрейный котел №3	КСВа-3,5	БК №3	2001	3,01	
168		Дымосос центробежный одностороннего всаса №3	ДН-9х-1000	ДК №3	2001	9930	
169		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	2001	1,72	
170		Водогрейный котел №5	БК-21	БК №5	2001	1,72	
171	Котельная №25 Инв. №00001193	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	2002	1,72	
172		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	2001	1,72	
173	Котельная №28 Инв. №00001197	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	2001	1,72	
174		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	1998	1,72	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
175		Водогрейный котел №3	БК-21	БК №3	1998	1,72	
176		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	1998	1,72	
177		Водогрейный котел №5	БК-21	БК №5	1998	1,72	
178	Котельная №32 Инв. №00001265	Водогрейный котел №1	БК-21	БК №1	2003	1,72	
179		Водогрейный котел №2	БК-21	БК №2	2003	1,72	
180		Водогрейный котел №3	БК-21	БК №3	2001	1,72	
181		Водогрейный котел №4	БК-21	БК №4	2001	1,72	Консервация
182	ЦТП Инв. №00001245	Теплообменник 2 шт. №1	ПВМР-630х3-1,0	Т №1	2006		
183		Теплообменник 2 шт. №2	ПВМР-630х3-1,0	Т №2	2006		
184		Теплообменник 2 шт. №3	ПВМР-630х3-1,0	Т №3	2006		
185		Теплообменник 2 шт. №4	ПВМР-630х3-1,0	Т №4	2006		
186		Теплообменник 1 шт. №5 (исх. вода)	ВВП273*4000	Т №5	2006		
187	Пиковая кот. Инв. №00010904	Водогрейный котел №1	КСВ-3,0	БК №1	2006	3	
188		Водогрейный котел №2	КСВ-3,0	БК №2	2006	3	
	Участок № 6						
189	Котельная 4.1 Инв. №00006676	Водогрейный котел №1 N = 1500 кВт	ТКН EVO - 8	К-1	2003	1,29	
190		Водогрейный котел №2 N = 1500 кВт	ТКН EVO - 8	К-2	2003	1,29	
191		Теплообменник №1	ETSSS 32 / 1	Т-1	2003		
192		Теплообменник №2	ETSSS 32 / 1	Т-2	2003		
193	Котельная 4.2 Инв. №00006667	Водогрейный котел №1 N=1250 кВт	ТКН EVO -7	К-1	2004	1,08	
194		Водогрейный котел №2 N=1250 кВт	ТКН EVO - 7	К-2	2004	1,08	
195		Теплообменник №1	ETSSS 26 / 1	Т-1	2004		
196		Теплообменник №2	ETSSS 26 / 1	Т-2	2004		

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
197	Котельная 4.3 Инв. №00006677	Котел №1 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-1	2004	0,344	
198		Котел №2 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-2	2004	0,344	
199		Котел №3 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-3	2004	0,344	
200		Котел №4 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-4	2004	0,344	
201		Теплообменник №1	GX-7Lx21	T-1	2004		
202		Теплообменник №2	GX-7Lx21	T-2	2004		
203	Котельная 4.4 Инв. №00006670	Водогрейный котел №1 N=1000 кВт	ТКН EVO - 6	К-1	2003	0,86	
204		Водогрейный котел №2 N=1000 кВт	ТКН EVO - 6	К-2	2003	0,86	
205		Теплообменник №1	ETSSS 22 / 1	T-1	2003		
206		Теплообменник №2	ETSSS 22 / 1	T-2	2003		
207	Котельная 5.1а Инв. №00006669	Водогрейный котел №1 N=1000 кВт	ТКН EVO - 6	К-1	2003	0,86	
208		Водогрейный котел №2 N=1000 кВт	ТКН EVO - 6	К-2	2003	0,86	
209		Теплообменник №1	ETSSS 20 / 1	T-1	2003		
210		Теплообменник №2	ETSSS 20 / 1	T-2	2003		
211	Котельная 5.1б Инв. №00006672	Котел №1 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-1	2004	0,344	
212		Котел №2 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-2	2004	0,344	
213		Котел №3 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-3	2004	0,344	
214		Теплообменник №1	M10-30	T-1	2004		
215		Теплообменник №2	M10-30	T-2	2004		
216	Котельная 5.3.2 Инв. №00006671	Котел №1 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-1	2004	0,344	
217		Котел №2 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-2	2004	0,344	
218		Котел №3 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-3	2004	0,344	
219		Котел №4 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-4	2004	0,344	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
220		Теплообменник №1	GX-7Lx23	T-1	2004		
221		Теплообменник №2	GX-7Lx23	T-2	2004		
222	Котельная 7.1 Инв. №00006668	Водогрейный котел №1 N=1500 кВт	ТКН EVO - 8	К-1	2003	1,29	
223		Водогрейный котел №2 N=1500 кВт	ТКН EVO - 8	К-2	2003	1,29	
224		Теплообменник №1	ETSSS 30 / 1	T-1	2003		
225		Теплообменник №2	ETSSS 30 / 1	T-2	2003		
226	Котельная 7.2 Инв. №00006675	Водогрейный котел №1 N=1250 кВт	ТКН EVO - 7	К-1	2003	1,08	
227		Водогрейный котел №2 N=1250 кВт	ТКН EVO - 7	К-2	2003	1,08	
228		Теплообменник №1	ETSSS 22 / 1	T-1	2003		
229		Теплообменник №2	ETSSS 22 / 1	T-2	2003		
230	Котельная 7.3 Инв. №00006673	Котел №1 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-1	2004	0,344	
231		Котел №2 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-2	2004	0,344	
232		Котел №3 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-3	2004	0,344	
233		Котел №4 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-4	2004	0,344	
234		Теплообменник №1	GX-7Lx25	T-1	2004		
235		Теплообменник №2	GX-7Lx25	T-2	2004		
236	Котельная 7.4 Инв. №00006674	Котел №1 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-1	2004	0,344	
237		Котел №2 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-2	2004	0,344	
238		Котел №3 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-3	2004	0,344	
239		Котел №4 мод. №1;2	СТГ "Классик"-04	К-4	2004	0,344	
240		Теплообменник №1	GX-7Lx21	T-1	2004		
241		Теплообменник №2	GX-7Lx21	T-2	2004		
242	Котельная МБК Инв. №0000	Водогрейный котел №1	УТГ 3,0 (КВГМ 3,0-115)	К-1	2005	2,58	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
243		Водогрейный котел №2	УТГ 3,0 (КВГМ 3,0-115)	К-2	2005	2,58	
244		Теплообменник №1 ALFA-LAVAL	M10-BFM	T-1	2005		
245		Теплообменник №2 ALFA-LAVAL	M10-BFM	T-2	2005		
246		Бак запаса воды	V=2,5м³	БЗВ	2005		
247	Котельная КОС Инв.№00010781	Водогрейный котел №1	ЗиоСаб 2000	К-1	2006	1,72	
248		Водогрейный котел №2	ЗиоСаб 2000	К-2	2006	1,72	
249		Водогрейный котел №3	ЗиоСаб 2000	К-3	2006	1,72	
250		Водогрейный котел №4	ЗиоСаб 500	К-4	2006	0,43	
251	Котельная АЯНАО Инв. №0000	Водогрейный котел №1	КВСА-3,0 МВт (2,58 Гкал/ч)	К-1	2009	2,58	
252		Водогрейный котел №2	КВСА-3,0 МВт (2,58 Гкал/ч)	К-2	2009	2,58	
253		Водогрейный котел №3	КВСА-3,0 МВт (2,58 Гкал/ч)	К-3	2009	2,58	
254		Водогрейный котел №4	КВСА-0,4 МВт (0,34 Гкал/ч)	К-4	2009	0,34	
255		Водогрейный котел №5	КВСА-0,4 МВт (0,34 Гкал/ч)	К-5	2009	0,34	
256	Котельная мкрн "Ямальский", 1-1	Водогрейный котел №1	Rendamax R18-244	К-1	2012		
257		Водогрейный котел №2	Rendamax R18-244	К-2	2012		
258		Водогрейный котел №3	Rendamax R18-244	К-3	2012		
259		Бак химочищенной воды	ПВ 1000	Б-1	2012		
260		Теплообменник ГВС	M10- MFG	ТА-1	2012		
261		Теплообменник ГВС	M10- MFG	ТА-2	2012		
262		Теплообменник вентиляции	-	ПВ-1	2012		

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое оборудование	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (м³/ч) или Гкал	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
263		Теплообменник вентиляции	-	ПВ-2	2012		
264		Теплообменник вентиляции	-	ТА-3	2012		
265	Котельная мкрн "Ямальский", 1-2	Водогрейный котел №1	Rendamax R18-180	К-1	2012		
266		Водогрейный котел №2	Rendamax R18-180	К-2	2012		
267		Водогрейный котел №3	Rendamax R18-180	К-3	2012		
268		Бак химочищенной воды	ПВ 1000	Б-1	2012		
269		Теплообменник ГВС	M10- MFG	ТА-1	2012		
270		Теплообменник ГВС	M10- MFG	ТА-2	2012		
271		Теплообменник вентиляции	-	ПВ-1	2012		
272		Теплообменник вентиляции	-	ПВ-2	2012		
273		Теплообменник вентиляции	-	ТА-3	2012		
274	Котельная мкрн "Ямальский", 2	Водогрейный котел №1	Rendamax R605	К - 1	2013		
275		Водогрейный котел №2	Rendamax R605	К - 2	2013		
276		Водогрейный котел №3	Rendamax R605	К - 3	2013		
277		Водогрейный котел №4	Rendamax R605	К - 4	2013		
278		Водогрейный котел №5	Rendamax R605	К - 5	2013		
279		Водогрейный котел №6	Rendamax R605	К - 6	2013		
280		Бак запаса антифриза	-	БА - 1	2013		
281		Бак запаса воды ХВП	-	БА - 2	2013		
282		Теплообменник ГВС	НН №14	ТГВС-1	2013		
283		Теплообменник ГВС	НН №14	ТГВС-2	2013		
284		Теплообменник вентиляции	SL 34	ТВ-1	2013		
285		Теплообменник вентиляции	SL 34	ТВ-2	2013		
286		Система вентиляции	-	ВУ	2013		

Таблица 7

Сведения по насосу оборудованию источников теплоты АО «Салехардэнерго» структурного предприятия «Котельные» (2016 г.)

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Технологическое обозначение	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Участок № 1								
1	Котельная №29 Инв.№00007251	Насосный агрегат сетевой № 1	1Д 315/71а	СН-1	2005	300	60	90	
2		Насосный агрегат сетевой № 2	1Д 315/71а	СН-2	2006	300	60	90	
3		Насосный агрегат сетевой № 3	1Д 315/71	СН-3	2006	315	71	90	
4		Насосный агрегат исходной воды №1	БК 4/28	НИВ №1	2006	5	30	7,5	
5		Насосный агрегат подпиточный №1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН №1	2012			5,5	
6		Насосный агрегат подпиточный №2	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН №2	2012			5,5	
7		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	2006	4	25	15	
8		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	2006	4	25	4	
9		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 5/25	ТН-3	2006	4	25	4	Консервация
10	Котельная №30 Инв.№00001254	Насосный агрегат сетевой № 1: Н=0,8 Мпа; Q=500 т/ч; N=4 кВт; n=1450	NP 250/500-200/4	СН-1	2004	600	76	200	
11		Насосный агрегат сетевой № 2: Н=0,8 Мпа; Q=500 т/ч; N=4 кВт; n=1450	NP 250/500-200/4	СН-2	2004	600	76	200	
12		Насосный агрегат сетевой № 3: Н=0,8 Мпа; Q=500 т/ч; N=4 кВт; n=1450	NP 250/500-200/4	СН-3	2004	600	76	200	
13		Насосный агрегат сетевой № 4: Н=0,8 Мпа; Q=500 т/ч; N=4 кВт; n=1450	NP 250/500-200/4	СН-4	2004	600	76	200	
14		Насосный агрегат сетевой № 5	СЭ-500-70/16	СН-5	2002	500	70	160	
15		Насосный агрегат сетевой № 6	СЭ-500-70/16	СН-6	2002	500	70	160	
16		Насосный агрегат подпиточный № 1 Н=0,37Мпа; Q=20,0т/ч; N=4кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НП-1	2004	17,5	35	4	
17		Насосный агрегат подпиточный № 2 Н=0,37Мпа; Q=20,0т/ч; N=4кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НП-2	2004	17,5	35	4	
18		Насосный агрегат повысительный № 1: Н=0,53Мпа; Q=20,5т/ч; N=7,5кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НПО-1	2004	20,5	53	7,5	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19		Насосный агрегат повысительный №2: Н=0,53Мпа;Q=20,5т/ч;N=7,5кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НПО-2	2004	20,5	53	7,5	
20		Насосный агрегат топливный №1	A1-3B4/25-6,4/25-243	ТН-1	1999	6,4	25	7,5	
21		Насосный агрегат топливный №2	A1-3B4/25-6,4/25-243	ТН-2	1999	6,4	25	7,5	
22		Насосный агрегат топливный №3	A1-3B4/25-6,4/25-243	ТН-3	1999	6,4	25	7,5	Консервация
23		Насосный агрегат КНС №1	СД-50-56	НКНС-1	1999	50	56	37	
24		Насосный агрегат КНС №2	СД-50-56	НКНС-2	1999	50	56	42	
25		Насосный агрегат пожарный №1	К 80/50-200	НПЖ-1	1999	50	32	15	
26		Насосный агрегат пожарный №2	К 80/50-200	НПЖ-2	1999	50	32	15	
27		Насосный агрегат перекачивающий воду №1 Н=28м; Q=14,5т/ч;	ВК4/28	НПВ-1	2004	19,7	28	4	
28		Насосный агрегат перекачивающий воду №2 Н=28м; Q=14,5т/ч;	ВК4/28	НПВ-2	2005	19,7	28	4	
29		Насосный агрегат рециркуляции №1	IPL 80/145	НР-1	2009	100	12	5,5	
30		Насосный агрегат рециркуляции №2	IPL 80/145	НР-2	2009	100	12	5,5	
31		Насосный агрегат рециркуляции №3	IPL 80/145	НР-3	2009	100	12	5,5	
32		Насосный агрегат рециркуляции №4	IPL 80/145	НР-4	2009	100	12	5,5	
33		Насосный агрегат химически очищенной воды : 0,31Мпа;Q=19,7т/ч;N=4кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НПЕ-1	2004	17,5	35	5,5	
34		Насосный агрегат химически очищенной воды : 0,31Мпа;Q=19,7т/ч;N=4кВт; n=2900	IL 32/170-4/2	НПЕ-2	2004	17,5	35	5,5	
35	Котельная №34 Инв.№00005265	Насосный агрегат подпиточный № 1	EBARA 2 CDX/B70/15	ПН-1	2003	5	58	1,1	
36		Насосный агрегат подпиточный № 2	EBARA 2 CDX/B70/15	ПН-2	2003	5	58	1,1	
37		Насосный агрегат сетевой №1, Ду=100, Ру=1,6МПа	Grundfos TP 80-210\2.	СН-1	2009	36	16,4	5,5	
38		Насосный агрегат сетевой №2, Ду=100, Ру=1,6МПа	Grundfos TP 65/260/2	СН-2	2009	40	21	5,5	
39		Насосный агрегат рециркуляции №1	Grundfos UPS-32-60,180	ТН-1	2003	7	4	0,63	
40		Насосный агрегат рециркуляции №2	Grundfos UPS-32-60,180	ТН-2	2003	7	4	0,63	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	Котельная №35 Инв.№00001251	Насосный агрегат сетевой №1 Q=450м.куб/час, Н=56м, n=1500об/мин, W=11кВт	1Д 500/63а	СН-1	2002	560	45	132	
42		Насосный агрегат сетевой №2 Q=450м.куб/час, Н=56м, n=1500об/мин, W=11кВт	1Д 500/63а	СН-2	2002	560	45	132	
43		Насосный агрегат сетевой № 3 Q=450м.куб/час, Н=56м, n=1500об/мин, W=11кВт	1Д 500/63а	СН-3	2002	560	45	132	
44		Насосный агрегат сетевой №4 Q=450м.куб/час, Н=56м, n=1500об/мин, W=11кВт	1Д 500/63а	СН-4	2002	560	45	132	
45		Насосный агрегат подпиточный №7 Q=90м.куб/час, Н=0,75МПа, n=3000об/мин, N=30кВт	К 90/75	ПН-7	1996	100	52	30	Консервация
46		Насосный агрегат подпиточный №8 Q=38м.куб/час, Н=44м, n=3000об/мин, W=11кВт	ЦНСТГ 38/44	ПН-8	2000	38	44	11	Консервация
47		Насосный агрегат перекачивающий №1 Q=290м.куб/час, Н=30м, n=1500об/мин, W=37кВт	К 290/30	КН-1	2002	290	30	55	
48		Насосный агрегат перекачивающий №2 Q=290м.куб/час, Н=30м, n=1500об/мин, W=37кВт	К 290/30	КН-2	2002	290	30	45	
49		Насосный агрегат топливный №1 Q=6м.куб/час, Н=300м, n=1500об/мин, W=4кВт	Ш-40	ТН-1	2002	4	19,5	14,5	
50		Насосный агрегат топливный №2 Q=6м.куб/час, Н=300м, n=1500об/мин, W=4кВт	Ш-40	ТН-2	2002	4	19,5	27,5	
51		Насосный агрегат топливный №3 Q=6м.куб/час, Н=300м, n=1500об/мин, W=4кВт	НШ 5-25	ТН-3	2002	4	25	11	Консервация

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
52		Насосный агрегат подпиточный №1 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-1	2002	6	52	4	
53		Насосный агрегат подпиточный №2 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-2	2002	6	52	4	
54		Насосный агрегат подпиточный №3 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-3	2002	6	52	4	
55		Насосный агрегат подпиточный №4 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-4	2002	6	52	4	
56		Насосный агрегат подпиточный №5 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-5	2002	6	52	4	
57		Насосный агрегат подпиточный №6 Q=5,5м.куб/час, H=56м, n=2900об/мин, W=2,2кВт	GrundfosSR-5/11	ПН-6	2002	6	52	4	
58		Насосный агрегат исходной воды Q=25м/час H=30м n=2900об/мин, W=5,5кВт	LP 65-160/165	ВН1	2002	25	30	5,5	Консервация
59		Насосный агрегат исходной воды Q=25м/час H=30м n=2900об/мин, W=5,5кВт	LP 65+160/165	ВН2	2002	25	30	5,5	Консервация
60	Котельная №36 Инв.№00009008	Насосный агрегат сетевой № 1(зимний)	1 Д 630-90а	СН-1(зим)	2002	600	71	200	
61		Насосный агрегат сетевой № 2 (зимний)	1 Д 630-90а	СН-2(зим)	2002	600	71	200	
62		Насосный агрегат сетевой переходной №1	1 Д 315-71	СН-1 (пер)	2002	315	70	110	
63		Насосный агрегат сетевой переходной №2	1 Д 315-71	СН-2 (пер)	2002	315	70	110	
64		Насосный агрегат сетевой ЦТП № 1	1 Д 200-90б	СН-1(цтп)	2002	160	62	55	
65		Насосный агрегат сетевой ЦТП № 2	1 Д 200-90б	СН-2(цтп)	2002	160	62	55	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
66		Насосный агрегат сетевой летний № 1	К 100/ 65/250	СН-1(лет)	2009	100	80	45	
67		Насосный агрегат сетевой летний № 2	К 100/65/250	СН-2(лет)	2002	100	80	45	
68		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	2002	4	25	5,5	
69		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	2002	4	25	5,5	
70		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 5/25	ТН-3	2002	4	25	5,5	Консервация
71		Насосный агрегат исходной воды № 1	К 65 50-160	НИВ+1	2002	25	32	5,5	Консервация
72		Насосный агрегат исходной воды № 2	К 65 50-160	НИВ-2	2002	25	32	5,5	Консервация
73		Насосный агрегат ЦТП подпиточный № 1	1К 8/18	ПН-1(цтп)	2002	8	18	1,5	Консервация
74		Насосный агрегат ЦТП подпиточный № 2	1К 8/18	ПН-2(цтп)	2002	8	18	1,5	Консервация
75		Насосный агрегат Т/С подпиточный № 1	GRUNDFOS TP 40-470/2- 5,5 кВт	ПН-1(т/с)	2002			5,5	
76		Насосный агрегат Т/С подпиточный № 2	GRUNDFOS TP 40-470/2- 5,5 кВт	ПН-2(т/с)	2002			5,5	
77	УР-1 Инв.№0000	Насосный агрегат сетевой № 1	К 150-125-315	СН	2002	180	32	30	
78		Насосный агрегат сетевой № 2	К 150-125-315	СН	2002	180	32	30	
79	УР-2 Инв.№00007480	Насосный агрегат сетевой повысительный Q=415м.куб/час, H=22м, n=1450об/мин	Willo IL 250\380-75\4	СН-1 (повыс)	2009	400	40	75	
80		Насосный агрегат сетевой повысительный Q=415м.куб/час, H=22м, n=1450об/мин	Willo IL 250\380-75\4	СН-2 (повыс)	2009	400	40	75	
81		Насосный агрегат сетевой повысительный Q=415м.куб/час, H=22м, n=1450об/мин	Willo IL 250\380-75\4	СН-3 (повыс)	2009	400	40	75	
82		Насосный агрегат сетевой квартальный Q=270м.куб/час, H=37,5м, n=2940об/мин	AK-100/200/190-45/7	СН-1 (кварт)	2006	240	38	45	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
83		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=270м.куб/час, H=37,5м, n=2940об/мин	AK-100/200/190-45/7	CH-2 (кварт)	2006	240	38	45	
84		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=270м.куб/час, H=37,5м, n=2940об/мин	AK-100/200/190-45/7	CH-3 (кварт)	2006	240	38	45	
85		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=270м.куб/час, H=37,5м, n=2940об/мин	AK-100/200/190-45/7	CH-4 (кварт)	2006	240	38	45	
86	УР-3 Инв.№00008651	Насосный агрегат сетевой повысительный	АЦМЛ 1202/315-37/4	CH-1 (повыс)	2006	940	16	37	
87		Насосный агрегат сетевой повысительный	АЦМЛ 1202/315-37/4	CH-2 (повыс)	2006	940	16	37	
88		Насосный агрегат сетевой повысительный	АЦМЛ 1202/315-37/4	CH-3 (повыс)	2006	940	16	37	
89		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=315м.куб/час, H=50м, n=2900об/мин	1Д 315-50	CH-1 (кварт)	2006	315	50	90	
90		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=315м.куб/час, H=50м, n=2900об/мин	1Д 315-50	CH-2 (кварт)	2006	315	50	90	
91		Насосный агрегат сетевой квартирный Q=315м.куб/час, H=50м, n=2900об/мин	1Д 315-50	CH-3 (кварт)	2006	315	50	90	
	Участок № 2								
92	Котельная №5 Инв.№00001169	Насосный агрегат сетевой № 1	WILO NL 150/400-45-4-12	CH-1	2014	150	40	45	
93		Насосный агрегат сетевой № 2	WILO NL 150/400-45-4-12	CH-2	2014	150	40	45	
94		Насосный агрегат сетевой № 3	WILO NL 150/400-45-4-12	CH-3	2014	150	40	45	
95		Насосный агрегат сетевой № 4	WILO NL 150/400-45-4-12	CH-4	2014	150	40	45	
96		Насосный агрегат подпиточный № 1	GRUNDFOS TP 40-580/2-	НП-1	1999			5,5	
97		Насосный агрегат подпиточный № 2	GRUNDFOS TP 40-580/2-	НП-2	2010			5,5	
98	Котельная №7 Инв.№00001229	Насосный агрегат сетевой № 1	АЦМЛ 1202/315-37/4	CH-1	2010	300	25	37	
99		Насосный агрегат сетевой № 2	АЦМЛ 1202/315-37/4	CH-2	2010	300	25	37	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100		Насосный агрегат сетевой № 3	АЦМЛ 1202/315-37/4	СН-3	2010	300	25	37	
101		Насосный агрегат сетевой № 4	АЦМЛ 1202/315-37/4	СН-4	2010	300	25	37	
102		Насосный агрегат подпиточный № 1	СМ-80-50-200	ПН-1	1998	32	37	15	
103		Насосный агрегат подпиточный № 2	СМ-80-50-200	ПН-2	1998	32	37	15	
104		Насосный агрегат подпиточный № 3	СМ-100-65-250	ПН-3	1998	32	37	15	
105		Насосный агрегат топливный № 1	А 13 В 4/ 25	ТН-1	1999	6,4	25	7,5	
106		Насосный агрегат топливный № 2	А 13 В 4/ 25	ТН-2	1999	6,4	25	7,5	
107		Насосный агрегат топливный № 3	А 13 В 4/ 25	ТН-3	2001	6,4	25	7,5	
108		Насосный агрегат котловой № 1	КМ-100-65-200	КН-1	1998	50	50	30	
109		Насосный агрегат котловой № 2	КМ-100-65-200	КН-2	1998	50	50	30	
110		Насосный агрегат котловой № 3	КМ-100-65-200	КН-3	1998	50	50	30	
111		Насосный агрегат котловой № 4	КМ-100-65-200	КН-4	1998	50	50	30	
112		Насосный агрегат питательный №1	НД 25/400	ПН-1	2009	0,4	25	4	
113		Насосный агрегат питательный №2	НД 25/400	ПН-2	2009	0,4	25	4	
114		Насосный агрегат питательный аварийный	БК 2/26	ПНА	1998	7,2	26	4	
98	Котельная №8 Инв.№00001158	Насосный агрегат сетевой № 1	1Д500-63а	СН-1	2004	450	53	132	
99		Насосный агрегат сетевой № 2	1Д500-63а	СН-2	2004	450	53	132	
100		Насосный агрегат сетевой № 3	1Д500-63а	СН-3	2004	450	53	132	
101		Насосный агрегат сетевой № 4	1Д500-63а	СН-4	2004	450	53	132	
102		Насосный агрегат подпиточный № 1	К 65-50-160	НП-1	2005	20	32	5,5	
103		Насосный агрегат подпиточный № 2	Grundfos TP 40-580/2	НП-2	2005	20	32	7,5	
104		Насосный агрегат подпиточный № 3	К 80-50-200	НП-3	2005	50	32	15	
105		Насосный агрегат топливный № 1	БК 2/26	ТН-1	1995	7,2	26	5,5	
106		Насосный агрегат топливный № 2	БК 2/26	ТН-2	1995	7,2	26	5,5	
107	Котельная №21 Инв.№00001183	Насосный агрегат сетевой № 1	Etanorm RG 250-400	СН-1	2014	700	30	90	
108		Насосный агрегат сетевой № 2	Etanorm RG 250-400	СН-2	2014	700	30	90	
109		Насосный агрегат сетевой № 3	Etanorm RG 250-400	СН-3	2014	700	30	90	
110		Насосный агрегат сетевой № 4	Etanorm RG 250-400	СН-4	2014	700	30	90	
111		Насосный агрегат сетевой № 5	Etanorm RG 250-400	СН-5	2014	700	30	90	
112		Насосный агрегат сетевой № 6	Etanorm RG 250-400	СН-6	2014	700	30	90	
113		GRANDFOS TP 50-570/2	GRANDFOS TP 50-570/2	ПН-1	2009	50	32	15	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
114		GRANDFOS TP 50-570/2	GRANDFOS TP 50-570/2	ПН-2	2003	50	32	15	
115		GRANDFOS TP 50-570/2	GRANDFOS TP 50-570/2	ПН-3	2002	50	32	11	
116		Насосный агрегат котловой № 4	КМ 100-65-200	КН-4	2002	50	12	50	
117		Насосный агрегат котловой № 5	КМ 100-65-200	КН-5	2002	50	12	50	
118		Насосный агрегат котловой № 6	КМ 100-65-200	КН-6	2002	50	12	50	
119		Насосный агрегат котловой № 7	КМ 100-65-200	КН-7	2002	50	12	50	
120		Насосный агрегат топливный № 1	А 13 В 4/25	ТН-1	1999	6,4	25	7,5	Консервация
121		Насосный агрегат топливный № 2	А 13 В 4/25	ТН-2	1999	6,4	25	7,5	Консервация
122		Насосный агрегат топливный № 3	А 13 В 4/25	ТН-3	1999	6,4	25	7,5	
123		Насосный агрегат топливный № 4	НМШ 4/25	ТН-4	2000	4	25	3,6	
124		Насосный агрегат топливный № 5	НМШ 4/25	ТН-5	2000	4	25	3,6	Консервация
125		Насосный агрегат топливный № 6	НМШ 4/25	ТН-6	2000	4	25	3,6	
126		Насосный агрегат топливный № 7	НМШ 4/25	ТН-7	2000	4	25	3,6	
127		Насосный агрегат топливный № 8	НМШ 4/25	ТН-8	2006	4	25	3,6	Консервация
128		Насосный агрегат питательный №1	НД 25/400	ПН-1	2009	0,4	25	4	
129		Насосный агрегат питательный №2	НД 25/400	ПН-2	2009	0,4	25	4	
130		Насосный агрегат питательный №3	НД 25/400	ПН-3	2009	0,4	25	4	
131		Насосный агрегат питательный №4	НД 25/400	ПН-4	2009	0,4	25	4	
132		Насосный агрегат питательный аварийный №1	БК 2/26	ПНА-1	2008	7,2	26	5,5	
133		Насосный агрегат питательный аварийный №2	БК 2/26	ПНА-2	2002	7,2	26	5,5	
134		Насосный агрегат взрыхления фильтров	БК 2/26	НВФ	2000	7,2	26	4	
135	ЦТП- 21	Насосный агрегат сетевой № 1	СЭ 500 -700-16	СН-1	2011	500	70	160	
136		Насосный агрегат сетевой № 2	СЭ 500 -700-16	СН-2	2011	500	70	160	
137		Насосный агрегат сетевой № 3	СЭ 500 -700-16	СН-3	2011	500	70	160	
138		Насосный агрегат сетевой № 4	СЭ 500 -700-16	СН-4	2011	500	70	160	
139		Насосный агрегат подпиточный № 1	К 65-50-160	ПН-1	2011	25	32	5,5	
140		Насосный агрегат подпиточный № 2	К 65-50-160	ПН-2	2011	25	32	5,5	
141	ЦТП- АТП	Насосный агрегат сетевой № 1	К100-65-200	СН-1	2014	50	12	50	
142		Насосный агрегат сетевой № 2	К100-65-200	СН-2	2014	50	12	50	
143		Насосный агрегат сетевой № 3	К100-65-200	СН-3	2014	50	12	50	
	Участок № 3								

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
144	Котельная №6 Инв.№00001152	Насосный агрегат сетевой № 1	1Д-315/50	СН-1	2004	315	50	75	
145		Насосный агрегат сетевой № 2	Etanorm G 150-315 G5	СН-2	2012	315	50	37	
146		Насосный агрегат сетевой № 3	1Д-315/70	СН-3	2009	315	50	75	
147		Насосный агрегат подпиточный № 1	ЦМК2 50/200-5,5/2	ПН-2	2010	20	40	5,5	
148		Насосный агрегат подпиточный № 2	ЦМК2 50/200-5,5/2	ПН-3	2010	20	40	5,5	
149		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 8/25	ТН-1	1999	6,3	25	2,5	Консервация
150		Насосный агрегат топливный № 2	Ш 40/4	ТН-2	1999	19,5	4	5	
151		Насосный агрегат топливный № 3	Ш 40/4	ТН-3	2001	19,5	4	5	
152	Котельная №10 Инв.№00001153	Насосный агрегат сетевой № 1	К 290/30	СН-1	1995	290	30	37	
153		Насосный агрегат сетевой № 2	Wilo NL 150/320-37/4-12	СН-2	2013	290	30	37	
154		Насосный агрегат сетевой № 3	Wilo NL 150/320-37/4-12	СН-3	2013	290	30	37	
155		Насосный агрегат подпиточный № 1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-1	1994			5,5	
156		Насосный агрегат подпиточный № 2	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-2	1994			5,5	
157		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 2/40	ТН-1	1990	1,6	16	1,2	
158		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 2/40	ТН-2	1990	1,6	16	1,2	
159	Котельная №11 Инв.№00003955	Насосный агрегат сетевой № 1	Wilo IL 80/160-11/4	СН-1	2000			11	
160		Насосный агрегат сетевой № 2	Wilo IL 80/160-11/4	СН-2	2000			11	
161		Насосный агрегат сетевой №3	Wilo IL 80/160-11/4	СН-3	2007			11	
162		Насосный агрегат подпиточный № 1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-1	2000	11	23	5,5	
163		Насосный агрегат подпиточный № 2	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-2	2000	11	23	5,5	
164		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	2000	4	25	3,6	Консервация
165		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	2000	4	25	3,6	
166		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 5/25	ТН-3	2000	4	25	3,6	
167	Котельная №12 Инв.№00001207 - переведена в разряд насосной	Насосный агрегат сетевой № 1	1Д-315/50	СН-1	1999	315	50	75	
168		Насосный агрегат сетевой № 2	1Д-315/50	СН-2	2001	315	50	75	
169		Насосный агрегат сетевой № 3	К 290/30	СН-3	2001	290	30	37	
170		Насосный агрегат сетевой № 4	К 290/30	СН-4	2005	290	30	37	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
171		Насосный агрегат сетевой № 5	К 80-65-160	СН-5	2001	50	32	18,5	Консервация
172		Насосный агрегат сетевой № 6	К 80-65-160	СН-6	2001	50	32	18,5	Консервация
173		Насосный агрегат подпиточный № 1	К М 45/55	ПН-1	2001	20	45	14	Консервация
174		Насосный агрегат подпиточный № 2	К М 45/55	ПН-2	2001	20	45	14	Консервация
175		Насосный агрегат подпиточный № 3	БК 2/26	ПН-3	1999	7,2	26	5,5	Консервация
176		Насосный агрегат подпиточный № 4	БК 2/26	ПН-4	1999	7,2	26	5,5	Консервация
177		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	1997	4	25	3,6	Консервация
178		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	1997	4	25	3,6	Консервация
179		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 5/25	ТН-3	1997	4	25	3,6	Консервация
180	Котельная №13 Инв.№00001201	Насосный агрегат сетевой № 1	К 290/30	СН-1	2010	290	30	37	
181		Насосный агрегат сетевой № 2	К 290/30	СН-2	2010	290	30	37	
182		Насосный агрегат сетевой № 3	К 290/30	СН-3	2010	290	30	37	
183		Насосный агрегат подпиточный № 1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-1	2000	29	38	14	
184		Насосный агрегат подпиточный № 2	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-2	2000	29	38	14	
185		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	2001	4	25	3,6	
186		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	2001	4	25	3,6	
187	Котельная №16 Инв.№00001202	Насосный агрегат сетевой № 1	Etanorm G 150-315 G5	СН-1	2010	430	33	55	
188		Насосный агрегат сетевой № 2	Etanorm G 150-315 G5	СН-2	2010	430	33	55	
189		Насосный агрегат сетевой № 3	Etanorm G 150-315 G5	СН-3	2010	430	33	55	
190		Насосный агрегат подпиточный № 1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-1	2010	20	40	3,64	
191		Насосный агрегат подпиточный № 2	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-2	2010	20	40	3,64	
192		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	1997	4	25	3,6	
193		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 2/40	ТН-2	1997	4	25	3,6	
194		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 2/40	ТН-3	1997	4	25	3,6	Консервация
	Участок № 4								
195	Котельная №14 Инв.№00001150	Насосный агрегат сетевой №1 50 кВт 3000 об/мин	1Д-315-50a	СН-1	2009	300	42	75	
196		Насосный агрегат сетевой №2 37 кВт 1450 об/мин	Etanorm G 150-315 G5	СН-2	2010	430	33	55	
197		Насосный агрегат сетевой №3 37 кВт 1450 об/мин	К290/30	СН-3	1996	300	42	75	
198		Насосный агрегат подпиточный №1	ЦМК2 50/200-5,5/2	ПН-1	2010	20	40	5,5	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
199		Насосный агрегат подпиточный №2	ЦМК2 50/200-5,5/2	ПН-2	2010	20	40	5,5	
200		Насосный агрегат топливный №1	НМШ 5/25	ТН-1	2001	4	25	3,6	
201		Насосный агрегат топливный №2	НМШ 5/25	ТН-2	2001	4	25	3,6	
202		Насосный агрегат топливный №3	Ш 40	ТН-3	2001	19,5	19,5	5	
203		Насосный агрегат топливный №4	Ш 40	ТН-4	2001	19,5	19,5	5	Консервация
204		Насосный агрегат топливный №5	Ш 40	ТН-5	2001	19,5	19,5	5	Консервация
205	Котельная №22 Инв.№00001154	Насосный агрегат сетевой №1	1Д-500-63а	СН-1	2006	450	53	132	
206		Насосный агрегат сетевой №2	1Д-500-63а	СН-2	2006	450	53	132	
207		Насосный агрегат сетевой №3 90 кВт 2940 об/мин	1Д-315-71а	СН-3	1993	300	60	90	
208		Насосный агрегат сетевой № 4 90 кВт 2940 об/мин	1Д-315-71а	СН-4	1993	300	60	90	
209		Насосный агрегат подпиточный №1	Willo IL 40/170-5,5/2	ПН-1	2010	20	40	5,5	
210		Насосный агрегат подпиточный №2	Willo IL 40/170-5,5/3	ПН-2	2010	20	40	5,5	
211		Насосный агрегат подпиточный №3	KM 80-50-200	ПН-3	2007	25	12,5	15	
212	Котельная №25 Инв.№00001193	Насосный агрегат сетевой №1 11 кВт 1450 об/мин	TRD 50-570/2	СН-1	2010	41,6	41,1	11	
213		Насосный агрегат сетевой №2 37 кВт 1450 об/мин	K290/30	СН-2	1996	290	30	37	
214		Насосный агрегат сетевой №3 11 кВт 1450 об/мин	TRD 50-570/2	СН-3	2010	41,6	41,1	11	
215		Насосный агрегат подпиточный №1	K 80-50/200	ПН-1	2010	50	30	15	
216		Насосный агрегат подпиточный №2 4 кВт 1410 об/мин	BK-2/26A-Y2	ПН-2	1996	7,2	26	5,5	
217		Насосный агрегат подпиточный №3 4 кВт 1410 об/мин	BK-2/26A-Y2	ПН-3	2008	7,2	26	5,5	
218		Насосный агрегат топливный №1	НМШ 5/25	ТН-1	1993	4	25	3,6	
219		Насосный агрегат топливный №2	НМШ 5/25	ТН-2	1993	4	25	3,6	
220	Котельная №28 Инв.№00001197	Насосный агрегат сетевой №1	Etanorm G 150-315 G5	СН-1	2012	315	50	75	
221		Насосный агрегат сетевой №2	Etanorm G 150-315 G5	СН-2	2012	315	50	75	
222		Насосный агрегат сетевой №3	Etanorm G 150-315 G5	СН-3	2012	315	50	75	
223		Насосный агрегат подпиточный №1	Wilo IL 40/170-5,5/2	ПН-2	2010	20	40	5,5	
224		Насосный агрегат подпиточный №2	Wilo IL 40/170-5,5/3	ПН-3	1997	20	40	5,5	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
225		Насосный агрегат дренажный №1	К 80-50/200	НД-1	1998	7,2	26	5,5	
226	Котельная №32 Инв.№00001265	Насосный агрегат сетевой №1	К 160/30	СН-1	2001	160	30	30	
227		Насосный агрегат сетевой №2	К 160/30	СН-2	2001	160	30	30	
228		Насосный агрегат подпиточный №1	БК-2/26А-У2	ПН-1	2001	18	32	4,4	
229		Насосный агрегат подпиточный № 2	БК-2/26А-У2	ПН-2	2001	18	32	4,4	
230		Насосный агрегат топливный № 1	НМШ 5/25	ТН-1	2001	4	25	3,6	
231		Насосный агрегат топливный № 2	НМШ 5/25	ТН-2	2001	4	25	3,6	
232		Насосный агрегат топливный № 3	НМШ 5/25	ТН-3	2001	4	25	3,6	Консервация
233	ЦТП Инв.№00001245	Насосный агрегат сетевой № 1	1Д 630-906	СН-1	2006	500	60	160	
234		Насосный агрегат сетевой № 2	1Д 630-906	СН-2	2006	500	60	160	
235		Насосный агрегат сетевой № 3	1Д 630-906	СН-3	2006	500	60	160	
236		Насосный агрегат подпиточный № 1	ТР-40-580/2	ПН-1	2001	20	40	5,5	
237		Насосный агрегат подпиточный № 2	ТР-40-580/2	ПН-2	2001	20	40	5,5	
238		Насосный агрегат подпиточный № 3 8,8 кВт 2900 об/мин	БК-5/24 А-У2	ПН-3	1995	10	40	5,5	
239	Пиковая кот. Инв.№00010904	Насосный агрегат сетевой №1	NB50-160 153	СН-1	2006	75	27	7,5	
240		Насосный агрегат сетевой №2	NB50-160 153	СН-2	2006	75	27	7,5	
241		Насосный агрегат сетевой №3	NB50-160 153	СН-3	2006	75	27	7,5	
242		Насосный агрегат сетевой №4	ТР65-340/2	СН-4	2006	49,1	28	5,5	
243		Насосный агрегат подпиточный №1	СН-4-50	ПН-1	2006	5	29,6	1,32	
244		Насосный агрегат подпиточный №2	СН-4-50	ПН-2	2006	5	29,6	1,32	
245		Насосный агрегат смесительный №1	UPC 50-120	НСМ-1	2006	20	6,5	1,32	
246		Насосный агрегат смесительный №2	UPC 50-120	НСМ-2	2006	20	6,5	1,32	
	Участок № 6								
247	Котельная 4.1 Инв.№00006676	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=5,5 кВт	Grundfos TPD80-240	СН-1	2003	65	17	5,5	
248		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=5,5 кВт	Grundfos LMD LPD 100- 160/136	СН-2	2003	65	17	5,5	
249		Насосный агрегат рециркуляционный №1 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-120F	ЦН-1	2003	3,6	5	0,46	
250		Насосный агрегат рециркуляционный №2 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-120F	ЦН-2	2003	3,6	5	0,46	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
251		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №1 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-4	2003	9	7,1	0,37	
252		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №2 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-5	2003	9	7,1	0,37	
253		Насосный агрегат сетевой №3 N=0,37 кВт	Grundfos TP40-120	ЦН-3	2003	9,7	15	0,37	
254	Котельная 4.2 Инв.№00006667	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=4,5 кВт	Grundfos LMD LPD 65- 180/2	СН-1	2004	42	17	4	
255		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=4,5 кВт	Grundfos LMD LPD 65- 180/2	СН-2	2004	42	17	4	
256		Насосный агрегат рециркуляционный №1 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-60/2	ЦН-1	2004	3,6	5	0,46	
257		Насосный агрегат рециркуляционный №2 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-60/2	ЦН-2	2004	3,6	5	0,46	
258		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №1 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-4	2004	9	7,1	0,37	
259		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №2 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-5	2004	9	7,1	0,37	
260		Насосный агрегат сетевой №3 N=0,37 кВт	Grundfos TP40-120	ЦН-3	2004	9,7	15	0,46	
261	Котельная 4.3 Инв.№00006677	Насосный агрегат сетевой №1	Grundfos TP65-260/2	НСО-1	2004	40	15	3	
262		Насосный агрегат сетевой №2	Grundfos TP65-260/2	НСО-2	2006	40	15	3	
263		Насосный агрегат рециркуляционный №1 (ВК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-1	2004	50	15	3	
264		Насосный агрегат рециркуляционный №2 (ВК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-2	2004	50	15	3	
265		Насосный агрегат циркуляционный №1 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-1	2004	7	5	0,37	
266		Насосный агрегат циркуляционный №2 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-2	2004	7	5	0,37	
267	Котельная 4.4 Инв.№00006670	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=1,5 кВт	Grundfos LMD/LPD 65- 180/2	СН-1	2003	42	17	5,5	
268		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=1,5 кВт	Grundfos LMD/LPD 65- 180/2	СН-2	2003	42	17	5,5	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
269		Насосный агрегат рециркуляционный №1 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-60F	ЦН-1	2003	3,6	5	0,46	
270		Насосный агрегат рециркуляционный №2 N=0,32 кВт	Grundfos UPS -40-60F	ЦН-2	2003	3,6	5	0,46	
271		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №1 N=0,12 кВт	Grundfos TP25-50	ЦН-4	2003	3,6	5,5	0,12	
272		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №2 N=0,12 кВт	Grundfos TP25-50	ЦН-5	2003	3,6	5,5	0,12	
273		Насосный агрегат сетевой №3 N=0,37 кВт	Grundfos TP32-120	ЦН-3	2003	9	7	0,37	
274	Котельная 5.1а Инв.№00006669	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=3 кВт	Grundfos LMD/LPD80-125/128	СН-1	2003	42	17	4	
275		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=3 кВт	Grundfos LMD/LPD80-125/128	СН-2	2003	42	17	4	
276		Насосный агрегат рециркуляционный №1, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-1	2003	3,6	7,5	0,46	
277		Насосный агрегат рециркуляционный №2, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-2	2003	3,6	7,5	0,46	
278		Насосный агрегат циркуляционный №1 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-4	2003	9	7,1	0,37	
279		Насосный агрегат циркуляционный №2 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-5	2003	9	7,1	0,37	
280		Насосный агрегат сетевой №3 N=0,37 кВт	Grundfos TP32-120	ЦН-3	2003	9,7	15	0,37	
281	Котельная 5.1б Инв.№00006672	Насосный агрегат сетевой №1	Grundfos TP40-240/2	НСО-1	2004	20,5	19,5	2,2	
282		Насосный агрегат сетевой №2	Grundfos TP40-240/2	НСО-2	2006	20,5	19,5	2,2	
283		Насосный агрегат рециркуляционный №1 (ВК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-1	2004	50	15	0,32	
284		Насосный агрегат рециркуляционный №2 (ВК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-2	2004	50	15	3	
285		Насосный агрегат циркуляционный №1 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-1	2004	7	5	3	
286		Насосный агрегат циркуляционный №2 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-2	2004	7	5	0,25	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
287	Котельная 5.3.2 Инв.№00006671	Насосный агрегат сетевой №1	Grundfos TP65-260/2	НСО-1	2004	40	15	4	
288		Насосный агрегат сетевой №2	Grundfos TP65-260/2	НСО-2	2006	40	15	4	
289		Насосный агрегат рециркуляционный №1 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-1	2004	50	15	3	
290		Насосный агрегат рециркуляционный №2 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-2	2004	50	15	3	
291		Насосный агрегат циркуляционный №1 ГВС	Grundfos TP40-120/2	НГВС-1	2004	7	5	0,25	
292		Насосный агрегат циркуляционный №2 ГВС	Grundfos TP40-120/2	НГВС-2	2004	7	5	0,25	
293	Котельная 7.1 Инв.№00006668	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=4 кВт	Grundfos LMD/LPD100- 125/133	СН-1	2003	42	17	4	
294		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=4 кВт	Grundfos LMD/LPD100- 125/133	СН-2	2003	42	17	4	
295		Насосный агрегат рециркуляционный №1, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-1	2003	3,6	7,5	0,46	
296		Насосный агрегат рециркуляционный №2, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-2	2003	3,6	7,5	0,46	
297		Насосный агрегат циркуляционный №1 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-4	2003	9	7,1	0,37	
298		Насосный агрегат циркуляционный №2 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-5	2003	9	7,1	0,37	
299		Насосный агрегат сетевой №3 N=0,37 кВт	Grundfos TP40-120	ЦН-3	2003	9,7	15	0,37	
300	Котельная 7.2 Инв.№00006675	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1 N=3 кВт	Grundfos LMD/LPD80- 125/128	СН-1	2003	42	17	4	
301		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2 N=3 кВт	Grundfos LMD/LPD80- 125/128	СН-2	2003	42	17	4	
302		Насосный агрегат рециркуляционный №1, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-1	2003	3,6	7,5	0,46	
303		Насосный агрегат рециркуляционный №2, N=0,32 кВт	Grundfos UPS-40-120F	ЦН-2	2003	3,6	7,5	0,46	
304		Насосный агрегат циркуляционный №1 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-4	2003	9	7,1	0,37	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
305		Насосный агрегат циркуляционный №2 N=0,37 кВт	Grundfos TP25-50/2	ЦН-5	2003	9	7,1	0,37	
306		Насосный агрегат сетевой N=0,37 кВт	Grundfos TP32-120	ЦН-3	2003	9,7	15	0,37	
307	Котельная 7.3 Инв.№00006673	Насосный агрегат сетевой №1	Grundfos TP 65-260/2	НСО-1	2004	40	15	3	
308		Насосный агрегат сетевой №2	Grundfos TP65-260/2	НСО-2	2006	40	15	3	
309		Насосный агрегат рециркуляционный №1 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-1	2004	50	15	3	
310		Насосный агрегат рециркуляционный №2 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-2	2004	50	15	3	
311		Насосный агрегат циркуляционный №1 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-1	2004	7	5	0,25	
312		Насосный агрегат циркуляционный №2 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-2	2004	7	5	0,25	
313	Котельная 7.4 Инв.№00006674	Насосный агрегат сетевой №1	Grundfos TP65-260/2	НСО-1	2004	40	15	3	
314		Насосный агрегат сетевой №2	Grundfos TP65-260/2	НСО-2	2006	40	15	3	
315		Насосный агрегат рециркуляционный №1 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-1	2004	50	15	3	
316		Насосный агрегат рециркуляционный №2 (БК)	Grundfos LP80-125/124	НБК-2	2004	50	15	3	
317		Насосный агрегат циркуляционный №1 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-1	2004	7	5	0,25	
318		Насосный агрегат циркуляционный №2 ГВС	Grundfos TP32-90/2	НГВС-2	2004	7	5	0,25	
319	Котельная МБК Инв.№0000	Насосный агрегат сетевой зимний №1	IL 100/170-30/2	НС-3(зимн)	2005	200	35	30	
320		Насосный агрегат сетевой зимний №2	IL 100/170-30/2	НС-4(зимн)	2005	200	35	30	
321		Насосный агрегат сетевой летний №1	IL50/130-3/2	НС-5(летн)	2005	40	15	3	
322		Насосный агрегат сетевой летний №2	IL50/130-3/2	НС-6(летн)	2005	40	15	3	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
323		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №1	IL50/170-7,5/2	НГВС-7	2005	50	35	7,5	
324		Насосный агрегат циркуляционный ГВС №2	IL50/170-7,5/2	НГВС-8	2005	50	35	7,5	
325		Насосный агрегат подпиточный №1	MVI 404	НП-9	2005	5	30	1,1	
326		Насосный агрегат подпиточный №2	MVI 404	НП-10	2005	5	30	1,1	
327		Насосный агрегат котловой №1	Wilo TOP- S 65/10	НЦ-1	2009	30	5	2,2	
328		Насосный агрегат котловой №2	Wilo TOP- S 65/10	НЦ-2	2009	30	5	2,2	
329	Котельная КОС Инв.№00010781	Насосный агрегат сетевой сдвоенный №1	GRUNDFOS ТРД 50- 570/2	CH-1/1,1/2	2007	41,6	41,1	11	
330		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №2	GRUNDFOS ТРД 50- 570/2	CH-2/1,2/2	2007	41,6	41,1	11	
331		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №3	GRUNDFOS ТРД 50- 570/2	CH-3/1,3/2	2007	41,6	41,1	11	
332		Насосный агрегат сетевой сдвоенный №4	GRUNDFOS ТРД 32- 580/2	CH-4/1,4/2	2007	19,3	5,5	0,37	
333		Насосный агрегат смесительный №1	GRUNDFOS TP 50-190/2	ЦН-1	2007	22,2	15,5	1,5	
334		Насосный агрегат смесительный №2	GRUNDFOS TP 50-190/2	ЦН-2	2007	22,2	15,5	1,5	
335		Насосный агрегат смесительный №3	GRUNDFOS TP 50-190/2	ЦН-3	2007	22,2	15,5	0,75	
336		Насосный агрегат смесительный №4	GRUNDFOS TP 40-190/2	ЦН-4	2007	11,6	12,1	0,75	
337		Насосный агрегат подпиточный №1	GRUNDFOS CH 4-60	ПН-1	2007	5	34,7	1,5	
338		Насосный агрегат подпиточный №2	GRUNDFOS CH 4-60	ПН-2	2007	5	34,7	1,5	
339		Насосный агрегат топливный №1	НМШФ2-40-1,6/46-13	ТН-1	2007	1,6	16	1,2	
340		Насосный агрегат топливный №2	НМШФ2-40-1,6/46-13	ТН-2	2007	1,6	16	1,2	
341		Насосный агрегат топливный №3	НМШФ2-40-1,6/46-13	ТН-3	2007	1,6	16	1,2	
342		Насосный агрегат сдвоенный циркуляционный	GRUNDFOS ТРД 80- 180/2	НЦ	2014	16,1	25,6	0,52	
343	Кот. АЯНАО Инв.№0000	Насосный агрегат сетевой №1	GRUNDFOS TP 32-320/2	CH-1	2009	14	27,5	2,2	
344		Насосный агрегат сетевой №2	GRUNDFOS TP 32-320/2	CH-2	2009	14	27,5	2,2	
345		Насосный агрегат сетевой №3	GRUNDFOS NB 65- 160/157	CH-3	2009	104	3	11	
346		Насосный агрегат сетевой №4	GRUNDFOS NB 65- 160/157	CH-4	2009	104	26,7	11	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
347		Насосный агрегат сетевой №5	GRUNDFOS NB 65-160/157	CH-5	2009	104	26,7	11	
348		Насосный агрегат подпиточный №1	GRUNDFOS CR 3-8	ПН-1	2009	2	45,9	0,75	
349		Насосный агрегат подпиточный №2	GRUNDFOS CR 3-8	ПН-2	2009	2	45,9	0,75	
350		Насосный агрегат топливный №1	HMIII 5-25-4,0/4	ТН-1	2009	4	4	3,6	
351		Насосный агрегат топливный №2	HMIII 5-25-4,0/4	ТН-2	2009	4	4	3,6	
352		Насосный агрегат топливный №3	HMIII 5-25-4,0/4	ТН-3	2009	4	4	3,6	
353		Насосный агрегат циркуляционный	GRUNDFOS TP 50-120/2A	НЦТ-1	2009	11	13	1,5	
354	Котельная мкрн "Ямальский", 1-1	Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 1	2012	32,7	5	1,1	
355		Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 2	2012	32,7	5	1,1	
356		Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 3	2012	32,7	5	1,1	
357		Насосный агрегат подпитки	CH 2-40 Grundfos	Н-1ПВ	2012	1	24	3	
358		Насосный агрегат подпитки	CH 2-40 Grundfos	Н-2ПВ	2012	1	24	3	
359		Насосный агрегат циркуляционный отопления	TP32-580/2 Grundfos	Н-1СО	2012	21,6	5	1,1	
360		Насосный агрегат циркуляционный отопления	TP32-580/2 Grundfos	Н-2СО	2012	21,6	5	1,1	
361		Насосный агрегат греющего контура ГВС	TPE 80- 180/2 Grundfos	Н-1БК	2012	38,2	10	3	
362		Насосный агрегат греющего контура ГВС	TPE 80- 180/2 Grundfos	Н-2БК	2012	38,2	10	3	
363		Насосный агрегат циркуляционный ГВС	TP32-150/2 Grundfos	Н-1ГВС	2012	4,65	10	0,55	
364		Насосный агрегат циркуляционный ГВС	TP32-150/2 Grundfos	Н-2ГВС	2012	4,65	10	0,55	
365		Насосный агрегат циркуляционный вентиляции	TP32-150/2 Grundfos	Н-1В	2012	4,65	10	0,55	
366		Насосный агрегат циркуляционный вентиляции	TP32-150/2 Grundfos	Н-2В	2012	4,65	10	0,55	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
380		Насосный агрегат повысительный ВПУ	CH 2-20 Grundfos	Н-1ВПУ	2012	1	15	0,38	
381		Насосный агрегат повысительный ВПУ	CH 2-20 Grundfos	Н-2ВПУ	2012	1	15	0,38	
367	Котельная мкрн "Ямальский", 1- 2	Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 1	2012	32,7	5	1,1	
368		Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 2	2012	32,7	5	1,1	
369		Насосный агрегат циркуляционный котловой воды	TR80-70/4 Grundfos	НК- 3	2012	32,7	5	1,1	
370		Насосный агрегат подпитки	CH 2-40 Grundfos	Н-1ПВ	2012	1	24	3	
371		Насосный агрегат подпитки	CH 2-40 Grundfos	Н-2ПВ	2012	1	24	3	
372		Насосный агрегат циркуляционный отопления	TP40-300/2 Grundfos	Н-1СО	2012	21,6	5	1,1	
373		Насосный агрегат циркуляционный отопления	TP40-300/2 Grundfos	Н-2СО	2012	21,6	5	1,1	
374		Насосный агрегат греющего контура ГВС	TPE 80- 180/2 Grundfos	Н-1ВК	2012	38,2	10	3	
375		Насосный агрегат греющего контура ГВС	TPE 80- 180/2 Grundfos	Н-2ВК	2012	38,2	10	3	
376		Насосный агрегат циркуляционный ГВС	TP32-150/2 Grundfos	Н-1ГВС	2012	4,65	10	0,55	
377		Насосный агрегат циркуляционный ГВС	TP32-150/2 Grundfos	Н-2ГВС	2012	4,65	10	0,55	
378		Насосный агрегат циркуляционный вентиляции	TP32-150/2 Grundfos	Н-1В	2012	4,65	10	0,55	
379		Насосный агрегат циркуляционный вентиляции	TP32-150/2 Grundfos	Н-2В	2012	4,65	10	0,55	
382		Насосный агрегат повысительный ВПУ	CH 2-20 Grundfos	Н-1ВПУ	2012	1	15	0,38	
383		Насосный агрегат повысительный ВПУ	CH 2-20 Grundfos	Н-2ВПУ	2012	1	15	0,38	

№ п/п	Место установки	Наименование оборудования	Марка	Техноло- гическое обозначение	Год ввода в эксплу- атацию	Технические характеристики оборудования (Паспортные данные)			Примечание
						Подача, м³/ч	Напор, м	Мощность эл. двигателя, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
369	Котельная мкрн "Ямальский",2	Насосный агрегат сетевой №1	ТР 65-550/2	Н 1 СО	2013				
370		Насосный агрегат сетевой №2	ТР 65-550/2	Н 1 СО	2013				
371		Насосный агрегат котловой №1	ТР 50-120/2	Н 1 К	2013				
372		Насосный агрегат котловой №2	ТР 50-120/2	Н 2 К	2013				
373		Насосный агрегат котловой №3	ТР 50-120/2	Н 3 К	2013				
374		Насосный агрегат котловой №4	ТР 50-120/2	Н 4 К	2013				
375		Насосный агрегат котловой №5	ТР 50-120/2	Н 5 К	2013				
376		Насосный агрегат котловой №6	ТР 50-120/2	Н 6 К	2013				
377		Насосный агрегат подпитки №1	СМ 3-5	Н 1 ХВП	2013				
378		Насосный агрегат подпитки №2	СМ 3-5	Н 2 ХВП	2013				
379		Насосный агрегат греющего контура ГВС №1	ТР 65-130/4-5	Н 1 ВК	2013				
380		Насосный агрегат греющего контура ГВС №2	ТР 65-130/4-5	Н 2 ВК	2013				
383		Насосный агрегат греющего контура ГВС №3	ТР 32-150/2	Н 1 ГВС	2013				
384		Насосный агрегат греющего контура ГВС №4	ТР 32-150/2	Н 2 ГВС	2013				
370		Насосный агрегат повысительный холодной воды №1	СМ 1-3	Н 1 ПВ	2013				
371		Насосный агрегат повысительный холодной воды №2	СМ 1-3	Н 2 ПВ	2013				
372		Насосный агрегат циркуляционного контура антифриза №1	ТР 32-120/4	Н 1 А	2013				
373		Насосный агрегат циркуляционного контура антифриза №2	ТР 32-120/4	Н 2 А	2013				
374		Насосный агрегат подпиточного контура антифриза №1	СМ 1-4	Н 1 СВ	2013				
375		Насосный агрегат подпиточного контура антифриза №2	СМ 1-4	Н 2 СВ	2013				

1.2.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников АО «Салехардэнерго» представлены в п. 1.2.1 Структура основного оборудования Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Установленная тепловая мощность ГТЭС – 58,0 Гкал/ч. В настоящее время теплоснабжение от ГТЭС осуществляется только от газотурбинного (ГТУ) агрегата № 3 (установленная мощность – 14,4 Гкал/ч).

Установленная тепловая мощность ТЭС-14 – 12,032 Гкал/ч.

Параметры установленной мощности всех источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго» представлены в сводном балансе тепловой мощности и нагрузки – Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Параметры располагаемой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки источников АО «Салехардэнерго» представлены в п. 1.2.1 Структура основного оборудования Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

ГТЭС имеет располагаемую тепловую мощность 12,1 Гкал/ч (котел-утилизатор № 3). Ограничение тепловой мощности составляет 2,3 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность ТЭС-14 равна установленной – 12,032 Гкал/ч, ограничения мощности отсутствуют.

Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности всех источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго» представлены в сводном балансе тепловой мощности и нагрузки – Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

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

Объем потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в сводном балансе

тепловой мощности и нагрузки – Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Объемы потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды котельными АО «Салехардэнерго» представлены в табл. 8.

Таблица 8

Объемы потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды котельными АО «Салехардэнерго»

Котельная №	Собственные нужды котельных, Гкал		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельные на дизельном топливе			
№7	3,41	0,80	0,17
№10	1,54	0,21	0,15
№11	0,06	0,00	0,00
№12	0,00	0,00	0,00
№13	1,81	0,14	0,06
№14	2,90	0,50	0,07
№16	2,08	0,03	0,00
№21	7,58	0,50	0,48
№22	4,10	0,44	0,03
№25	157,18	143,65	141,35
№28	2,46	0,24	0,37
№29	1,44	0,29	0,01
№5	2,61	0,34	0,10
№6	2,48	0,07	0,04
№8	5,15	0,29	0,31
№30	1,74	2,21	1,08
№ 31	0,00	0,00	0,00
№32	1,21	0,21	0,04
№33	0,15	0,00	0,00
КОС	0,52	0,12	0,05
№ 34	0,33	0,07	0,00
№35	5,26	1,68	0,40
№36	5,65	0,53	0,00
админист.	1,64	0,00	0,00
Итого по дизельным котельным	211,28	152,32	144,70
Котельные на газе			
№5	512,92	534,92	509,83
№6	359,19	324,35	242,63
№7	535,55	527,95	320,12
№8	1 032,73	1 072,89	1 001,12
№10	241,82	244,96	217,98
№11	74,95	83,29	85,71
№13	274,94	309,75	252,50
№14	492,40	482,23	420,01
№16	391,06	407,85	332,30
№21	1 798,71	1 865,70	1 339,23
№22	566,72	537,13	444,25

Котельная №	Собственные нужды котельных, Гкал		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
№28	465,68	465,58	416,69
№29	284,54	288,03	249,62
№30	1 895,71	1 870,48	1 726,84
№34	49,50	51,21	42,74
№ 35	930,37	953,94	909,95
№ 36	1 337,94	1 370,11	1 197,01
МБК	171,31	191,17	167,42
Админ.	260,65	275,79	244,88
ПК	23,75	40,86	36,66
Итого по газовым котельным	11 700,44	11 898,19	10 157,47
ГТС	9,23	11,09	3,11
ЦТП-1	462,94	541,45	413,18
ЦТП-21	623,64	582,90	858,80
ЦТП АТП		356,03	101,25
№ 32	175,21	169,59	231,73
КОС	104,61	89,62	91,53
ИТОГО:	13 281,32	13 795,10	11 996,12
без 33, 32, КОС	12 992,27	13 524,81	11 669,75
Крышные котельные			
4.1.	42,08	42,94	41,97
4.2.	36,86	36,38	33,78
4.3.	39,36	35,83	31,14
4.4.	30,31	30,25	28,12
5.1а	27,61	27,33	24,27
5.1б	17,56	18,20	17,50
5-3.2	34,86	34,53	32,91
7.1	48,63	51,74	47,47
7.2	30,10	29,15	27,35
7-3	32,27	33,32	27,69
7-4	34,49	33,15	32,25
3-9В	51,60	50,70	56,90
5-10С	44,46	42,37	38,61
3-9С	50,24	255,07	193,33
Итого по крышным котельным	520,42	720,93	633,29
Всего:	13 807,76	14 522,12	12 635,06
без 33, 32, КОС	13 516,83	14 251,50	12 308,60

Расход воды на производство тепловой энергии котельными АО «Салехардэнерго» представлен в табл. 9.

Таблица 9

Расход воды на производство тепловой энергии котельными АО «Салехардэнерго»

Котельная №	Вода на производство, м³		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельные на дизельном топливе			
№25	637,57	826,65	1 779,00
Итого по дизельным котельным	637,57	826,65	1 779,00
Котельные на газе			

Котельная №	Вода на производство, м³		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
№5	11 976,10	11 545,30	11 994,83
№6	5 965,01	6 147,50	3 926,06
№7	9 581,00	11 033,30	6 232,10
№8	35 577,80	29 376,70	28 754,45
№10	5 297,46	5 219,84	4 403,28
№11	1 961,33	1 380,08	1 231,77
№13	4 863,76	3 762,55	3 467,94
№14	13 148,05	9 142,96	9 782,68
№16	5 831,80	4 634,76	6 673,60
№21	13 935,60	9 325,70	1 717,67
№22	13 909,98	13 328,61	12 280,38
№28	10 217,91	10 422,06	8 718,82
№29	7 124,02	6 812,90	5 407,37
№30	21 525,77	18 654,57	16 507,29
№ 34	66,87	127,03	284,77
№ 35	14 600,86	14 375,77	11 917,87
№ 36	7 976,96	5 983,90	5 500,74
МБК	1 032,00	896,00	1 034,00
Админ.	125,00	220,00	322,00
ПК	0,00	0,00	0,00
Итого по газовым котельным	184 717,28	162 389,52	140 157,62
ГТЭС	204,30	227,40	257,60
ЦТП-1	14 730,73	9 827,44	9 745,54
ЦТП-21	15 996,60	17 598,60	25 626,90
ЦТП АТП		7,88	35,51
№ 32	333,50	547,67	709,64
КОС	728,00	695,00	576,00
ИТОГО:	217 347,98	192 120,16	178 887,81
Крышные котельные			
4.1.	15,00	26,00	8,00
4.2.	38,00	32,00	59,00
4.3.	123,00	120,00	15,00
4.4.	22,00	29,00	52,00
5.1a	86,00	54,00	42,00
5.1б	2,00	4,00	22,00
5-3.2	50,00	41,00	21,00
7.1	40,00	68,00	38,00
7.2	63,00	425,00	10,00
7-3	27,00	59,00	348,00
7-4	6,00	10,00	38,00
3-9В	6,00	16,00	15,00
5-10С	7,00	7,00	12,00

Котельная №	Вода на производство, м³		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
3-9С	8,00	51,00	11,00
Итого по крышным котельным	493,00	942,00	691,00
Всего:	217 840,98	193 062,16	179 578,81
без 33, 32, КОС	216 575,18	191 592,09	178 035,57

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

Год ввода в эксплуатацию ГТЭС – 2002 – 2004 гг., ТЭС-14 – 2009 г.

1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) представлены в п. 1.2.1 Структура основного оборудования Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования

Котельное оборудование на котельных, осуществляющих отпуск тепловой энергии только на отопления, задействовано только в отопительный сезон (сезонный режим работы). В случае отпуска тепловой энергии на нужды ГВС, котельное оборудование эксплуатируется в круглогодичном режиме.

Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных АО «Салехардэнерго» представлена в табл. 10.

Таблица 10

Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных АО «Салехардэнерго»

Наименование	Среднегодовая загрузка оборудования, %			
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Участок №1				
Котельная №29	19	23	25	24
Котельная №30	34	35	36	34
Котельная №34	104	105	103	117
Котельная №35	41	44	42	40
Котельная №36	39	39	38	37
УР - 2	48	51	58	71
УР - 3	48	51	54	49
Участок №2				
Котельная №5	38	39	41	39

Наименование	Среднегодовая загрузка оборудования, %			
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельная №7	53	59	54	50
Котельная №8	35	37	39	34
Котельная №21	38	56	49	27
ЦТП-21	90			
ЦТП-АТП				93
Участок №3				
Котельная №6	47	46	47	43
Котельная №10	37	43	41	36
Котельная №11	60	60	63	51
Котельная №12	0	0	0	0
Котельная №13	35	34	35	30
Котельная №16	37	44	41	37
Котельная №33	53	36	36	17
Участок №4				
Котельная №22	36	40	42	37
Котельная №14	42	47	47	40
Котельная №25	44	47	48	46
ЦТП	67	39	40	37
Котельная №28	38	44	42	40
Котельная №32	33	33	35	39
Пиковая котельная	10	3	6	4
Участок №6				
Котельная 4/1	67	68	68	68
Котельная 4/2	68	68	68	68
Котельная 4/3	64	68	84	79
Котельная 4/4	68	68	68	68
Котельная 5/1а	68	68	68	67
Котельная 5/1а	63	64	63	61
Котельная 5/1а	68	71	74	84
Котельная 7/1	68	68	69	68
Котельная 7/2	67	67	67	66
Котельная 7/3	61	61	66	61
Котельная 7/4	64	67	68	79
Котельная МБК	75	76	78	76
Котельная КОС	25	21	18	18
Администрац. ЯНАО	38	32	33	28

1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Сведения об узлах учета по структурному предприятию «Котельные» АО «Салехардэнерго» (по состоянию на февраль 2016 г.) представлены в табл. 11.

Таблица 11

Сведения об узлах учета по структурному предприятию «Котельные» АО «Салехардэнерго» (по состоянию на февраль 2016 г.)

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУХВ			Сведения о работоспособности УУХВ	УУТЭ на источнике теплоты					Сведения о работоспособности УУТЭ (выработка)
		Вычис- литель	Расходомер			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
	Участок №1										
1	Котельная №29	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	УРЖ2КМ	300	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
2	Котельная №30 м	ВКТ-7	ПРЭМ	50	установлен на подпитку	ВКТ-5	УРЖ2КМ	400	ПРЭМ	50	демонтирован
2.1	Котельная №30 к	-	ЭРСВ- 510	32	в работе	ВКТ-7	ЭРСВ-410	100	-	-	УУ не соответствует требованиям НТД
3	Котельная №34	ВКТ-5	ПРЭМ	20	не работает	ВКТ-5	ПРЭМ	80	ПРЭМ	20	демонтирован
4	Котельная №35	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	УРЖ2КМ	300	ПРЭМ	50	в работе
5	Котельная №36	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	ПЭАВ-502	400	ПРЭМ	50	в работе
							Взлет УРСВ- 010М	200			в работе
6	УР-2	ВКТ-7	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-7	Взлет ЭРСВ 410	200	-	-	не исправен показания не меняются
							Взлет ЭРСВ 410	200	-	-	не исправен показания не меняются
7	УР-3	ВКТ-7	ПРЭМ	32	в работе	Взлет ЭРСВ 410	Взлет ЭРСВ 410	200	ВМТ-50	50	не исправен показания не меняются
	Участок №2										
8	Котельная №5	ВКТ-5	ПРЭМ	40	в работе	ВКТ-5	УРЖ2К	400	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУХВ			Сведения о работоспособности УУХВ	УУТЭ на источнике теплоты					Сведения о работоспособности УУТЭ (выработка)
		Вычис- литель	Расходомер			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
9	Котельная №8	ВКТ-5	ПРЭМ	40	в работе	ВКТ-5	УРЖ2К	500	ПРЭМ	50	УУ не соответствует требованиям НТД
10	Котельная №21	ВКТ-7	ПРЭМ	50	в работе	ВКТ-5	US-800	400	ПРЭМ	80	УУ не соответствует требованиям НТД
							US-800	500			
11	ЦТП-21	Взлет	Взлет	100	в работе	ВКТ-5	US-800	350	ПРЭМ	50	УУ не соответствует требованиям НТД
12	ЦТП АТП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Участок №3										
13	Котельная №6	ВКТ-5	ПРЭМ	40	в работе	ВКТ-5	УРЖ2К	300	ПРЭМ	32	в работе
14	Котельная №10	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	US-800	200	ПРЭМ	32	в работе
15	Котельная №11	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	-	-	ПРЭМ	20	Требуется ремонт
16	Котельная №12	-	Minol	50	требует проверки	-	-	-	Взлет ЭР	65	-
17	Котельная №13	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	US-800	300	ПРЭМ	32	в работе
18	Котельная №16	ВКТ-5	ПРЭМ	40	в работе	ВКТ-5	US-800	300	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
	Участок №4										
19	Котельная №14	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	US-800	300	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
20	Котельная №22	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	УРЖ2К	400	ПРЭМ	32	в работе

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУХВ			Сведения о работоспособности УУХВ	УУТЭ на источнике теплоты					Сведения о работоспособности УУТЭ (выработка)
		Вычис- литель	Расходомер			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
21	Котельная №25	ВКТ-5	ПРЭМ	20	в работе	ВКТ-5	US-800	200	ПРЭМ	32	в работе
22	Котельная №28	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	US-800	300	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
23	Котельная №32	ВКТ-5	ПРЭМ	20	в работе	ВКТ-5	US-800	150	ПРЭМ	32	в работе
24	Котельная Пик.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	УУ не предусмотрен (учет э/ресурсов от УУ ЦТП)
25	ЦТП-1	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	US-800	400	ПРЭМ	50	УУ не соответствует требованиям НТД
	Участок №6										
26	Котельная 4.1	-	-	-	не предусмотрен проектом	ТСРВ-020	-	-	ОСВ25	25	УУ не соответствует требованиям НТД
27	Котельная 4.2	-	-	-	не предусмотрен проектом	ТСРВ-020	-	-	ОСВ25	25	УУ не соответствует требованиям НТД
28	Котельная 4.3	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ВСТ	80	ОСВ25	25	УУ не соответствует требованиям НТД
29	Котельная 4.4	-	-	-	не предусмотрен проектом	ТСРВ-020	-	-	invensys	25	УУ не соответствует требованиям НТД
30	Котельная 5.1а	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-5	ПРЭМ	80	ПРЭМ	20	УУ не соответствует требованиям НТД
31	Котельная 5.1б	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-5	ПРЭМ	80	ПРЭМ	20	УУ не соответствует требованиям НТД
32	Котельная 5.3.2	ВКТ-5	ПРЭМ	50	в работе	ВКТ-5	ПРЭМ	80	ПРЭМ	20	УУ не соответствует требованиям НТД

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУХВ			Сведения о работоспособности УУХВ	УУТЭ на источнике теплоты					Сведения о работоспособности УУТЭ (выработка)
		Вычис- литель	Расходомер			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
33	Котельная 7.1	-	-	-	не предусмотрен проектом	-	-	-	inversis	25	УУ не соответствует требованиям НТД
34	Котельная 7.2	-	-	-	не предусмотрен проектом	-	-	-	inversis	26	УУ не соответствует требованиям НТД
35	Котельная 7.3	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ВСТ	80	ВСТ	25	УУ не соответствует требованиям НТД
36	Котельная 7.4	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ВСТ	80	ВСТ	25	УУ не соответствует требованиям НТД
37	Котельная КОС	-	СГВ-15	15	Счетчик без поверки и требуют замены	ВКТ-5	US-800	100	ПРЭМ	20	Не подключена часть приборов УУ
38	Котельная МБК	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-5	US-800	150	ПРЭМ	20	Не подключена часть приборов УУ
39	Котельная Адм.	ВКТ-5	ПРЭМ	20	в работе	ВКТ-5	ПРЭМ	150	-	-	УУ не соответствует требованиям НТД
40	Котельная Ямальский 3-9в	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ПРЭМ	32	ВСХд	15	в работе
41	Котельная Ямальский 5-10с	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ПРЭМ	32	ВСХд	15	в работе
42	Котельная Ямальский 2	ВКТ-5	ВСХНД	50	в работе	ВКТ-5	ПРЭМ	80	itelma	15	в работе

Продолжение табл. 11

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУТЭ собственных нужд			Сведения о работо- способности УУТЭ (сн)	УУТЭ на ГВС					Сведения о работо- способности УУ ГВС
		Вычислитель марка (модель)	Расходомер (модель Ду)			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
	Участок № 1										
1	Котельная №29	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-32	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
2	Котельная №30 м	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-65	65	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
2.1	Котельная №30 к										
3	Котельная №34	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
4	Котельная №35	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-50	50	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
5	Котельная №36	ТМК-Н-20	МФ-5-2.1- Б-65	65	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
6	УР-2	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	20	не исправен показания не меняются	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
7	УР-3	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	20	не исправен показания не меняются	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
	Участок № 2										
8	Котельная №5	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
9	Котельная №8	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	50	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
10	Котельная №21	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	65	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
11	ЦТП-21	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
12	ЦТП АТП	-	-	-	отсутствует	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
	Участок № 3										
13	Котельная №6	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-20	32	требуется ремонт	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
14	Котельная №10	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-21	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУТЭ собственных нужд			Сведения о работо- способности УУТЭ (сн)	УУТЭ на ГВС					Сведения о работо- способности УУ ГВС
		Вычислитель марка (модель)	Расходомер (модель Ду)			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
15	Котельная №11	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-22	20	Передан в ремонт	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
16	Котельная №12	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-23	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
17	Котельная №13	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-24	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
18	Котельная №16	ТМК-Н-20	МФ-2-2.1- Б-25	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
	Участок № 4										
19	Котельная №14	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 32	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
20	Котельная №22	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 32	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
21	Котельная №25	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 20	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
22	Котельная №28	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 32	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
23	Котельная №32	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 20	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
24	Котельная Пик.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
25	ЦТП-1	ТМК-Н-20	МФ2-21Б- 32	32	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
	Участок № 6										
26	Котельная 4.1	-	-	-	-	-	-	-	ПРЭМ	40	УУ не соответствует требованиям НТД
27	Котельная 4.2	-	-	-	-	-	-	-	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
28	Котельная 4.3	-	-	-	-	ВКТ-7	ВСТ	40	ВСХНд	32	Приборы учета без поверки и требуют замены
29	Котельная 4.4	-	-	-	-	-	-	-	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
30	Котельная 5.1а	-	-	-	-	ВКТ-5	ПРЭМ	50	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД

№ п/п	Наименование объекта теплоснабжения	УУТЭ собственных нужд			Сведения о работо- способности УУТЭ (сн)	УУТЭ на ГВС					Сведения о работо- способности УУ ГВС
		Вычислитель марка (модель)	Расходомер (модель Ду)			Вычислитель марка (модель)	Расходомер Т1, Т2		Расходомер подпитки		
			Тип	Ду мм			Тип	Ду мм	Тип	Ду мм	
31	Котельная 5.1б	-	-	-	-	ВКТ-5	ПРЭМ	40	ПРЭМ	40	УУ не соответствует требованиям НТД
32	Котельная 5.3.2	-	-	-	-	ВКТ-5	ПРЭМ	40	ПРЭМ	40	УУ не соответствует требованиям НТД
33	Котельная 7.1	-	-	-	-	-	-	-	ПРЭМ	40	УУ не соответствует требованиям НТД
34	Котельная 7.2	-	-	-	-	-	-	-	ПРЭМ	32	УУ не соответствует требованиям НТД
35	Котельная 7.3	-	-	-	-	ВКТ-7	ВСТ	40	ВСХНд	40	УУ не соответствует требованиям НТД
36	Котельная 7.4	-	-	-	-	ВКТ-7	ВСТ	40	ВСХНд	40	УУ не соответствует требованиям НТД
37	Котельная КОС	ТМК-Н-20	masterflow	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
38	Котельная МБК	ТМК-Н-20	masterflow	20	в работе	ВКТ-5	masterflow	50	ПРЭМ	50	УУ не соответствует требованиям НТД
39	Котельная Адм.	ТМК-Н-20	masterflow	20	в работе	-	-	-	-	-	не предусмотрен проектом
40	Котельная Ямальский 3-9в	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ПРЭМ	32	ВСХД	50	в работе
41	Котельная Ямальский 5-10с	-	-	-	не предусмотрен проектом	ВКТ-7	ПРЭМ	32	ВСХД	50	в работе
42	Котельная Ямальский 2	ВКТ-5	ПРЭМ	32	в работе	ВКТ-5	ПРЭМ	50	ВСХНД	50	в работе

1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварий на источниках теплоснабжения АО «Салехардэнерго» за последние 5 лет не зафиксировано.

1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников теплоснабжения АО «Салехардэнерго» за последние 5 лет не выдавались.

1.2.11 Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения

Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения АО «Салехардэнерго за 2015 г. представлены в табл. 12.

Таблица 12

Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения АО «Салехардэнерго за 2015 г.

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водогрейный, паровой)	Год ввода в эксплуатацию	Производительность (паспортная), Гкал/ч	Факт. макс. производительность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, круглогодичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла фактический, %	Дата проведения последней наладки
1	кот. № 5	БК-21	водогр	1999	1,720	1,680	сезонный	газ	92,00	90,06	2014
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,680	законсерв.		92,00	90,35	2012
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,700	сезонный		92,00	88,20	2014
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,680	сезонный		92,00	89,06	2014
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,720	сезонный		92,00	90,30	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,710	сезонный		92,00	86,30	2014
	Итого:				10,320	10,170					
2	кот. № 6	БК-21	водогр	1999	1,720	1,630	сезонный	газ	92,00	83,71	2014
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,700	сезонный		92,00	89,28	2014
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,700	сезонный		92,00	90,90	2014
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,710	сезонный		92,00	91,50	2014
	Итого:				6,880	6,740					
3	кот. № 7	КВГМ5,8	водогр	1997	5,000	3,820	сезонный	газ	93,00	87,70	2015
		КВГМ5,8	водогр	1997	5,000	4,160	сезонный		93,00	88,50	2011
		КВГМ5,8	водогр	1997	5,000	3,900	сезонный		93,00	87,00	2011
	Итого:				15,000	11,880					
4	кот. № 8	БК-21	водогр	2000	1,720	1,660	сезонный	газ	92,00	90,00	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,720	сезонный		92,00	89,80	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,670	сезонный		92,00	90,24	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,700	сезонный		92,00	89,00	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,670	сезонный		92,00	90,70	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,710	сезонный		92,00	88,70	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,700	сезонный		92,00	89,00	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,620	сезонный		92,00	92,00	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,600	сезонный		92,00	87,48	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,530	сезонный		92,00	87,60	2013
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,410	сезонный		92,00	90,65	2014
	Итого:				18,920	17,990					
5	кот. № 10	БК-21	водогр	1998	1,720	1,690	сезонный	газ	92,00	91,70	2015
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,710	сезонный		92,00	89,70	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,720	сезонный		92,00	90,90	2015
		БК-21	водогр	2000	1,720	1,400	сезонный		92,00	91,50	2015

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водо- грейный, паровой)	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (паспортная) , Гкал/ч	Факт. макс. производи- тельность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, кругло- годичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла факти- ческий, %	Дата проведения последней наладки
	Итого:				6,880	6,520					
6	кот. № 11	ВК-21	водогр	2001	1,720	1,680	сезонный	газ	92,00	91,30	2013
		ВК-21	водогр	1998	1,720	1,680	сезонный		92,00	91,70	2015
	Итого:				3,440	3,360					
7	кот. № 12	ВК-21	водогр	2003	1,720	0,910	резервный	жид.топл.	92,00	85,55	2015
		ВК-21	водогр	2003	1,720	0,910	резервный		92,00	85,55	2015
		ВК-21	водогр	1998	1,720	0,650	резервный		92,00	84,50	2015
		ВК-21	водогр	1998	1,720	0,780	резервный		92,00	85,11	2015
		ВК-21	водогр	1998	1,720	0,910	резервный		92,00	85,55	2015
		ВК-21	водогр	1998	1,720	1,040	резервный		92,00	85,88	2015
	Итого:				10,320	5,200					
8	кот. № 13	ВК-21	водогр	2001	1,720	1,720	сезонный	газ	92,00	91,20	2013
		ВК-21	водогр	2001	1,720	1,680	законсерв.		92,00	86,30	2012
		ВК-21	водогр	2001	1,720	1,720	сезонный		92,00	91,30	2013
		ВК-21	водогр	2001	1,720	1,680	сезонный		92,00	89,70	2014
		ВК-21	водогр	2001	1,720	1,700	сезонный		92,00	85,38	2015
	Итого:				8,600	8,500					
9	кот. № 14	ВК-21	водогр	2000	1,720	1,640	сезонный	газ	92,00	91,80	2015
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,710	сезонный		92,00	89,10	2015
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,720	сезонный		92,00	89,50	2015
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,720	сезонный		92,00	89,30	2015
	Итого:				6,880	6,790					
10	кот. № 16	ВК-21	водогр	2000	1,720	1,580	сезонный	газ	92,00	88,56	2013
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,600	сезонный		92,00	85,30	2012
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,680	сезонный		92,00	85,80	2015
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,700	сезонный		92,00	91,00	2015
		ВК-21	водогр	2000	1,720	1,700	сезонный		92,00	90,80	2015
	Итого:				8,600	8,260					
11	кот. № 21	ВК-21	водогр	1999	1,720	1,630	сезонный	газ	92,00	89,99	2013
		ВК-21	водогр	1999	1,720	1,440	сезонный		92,00	89,71	2015
		ВК-21	водогр	1999	1,720	1,670	сезонный		92,00	90,24	2015
		ВК-21	водогр	1999	1,720	1,720	сезонный		92,00	89,50	2014
		ВК-21	водогр	1999	1,720	1,720	сезонный		92,00	89,70	2015
		ВК-21	водогр	1999	1,720	1,690	сезонный		92,00	91,57	2014

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водо- грейный, паровой)	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (паспортная) , Гкал/ч	Факт. макс. производи- тельность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, кругло- годичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла факти- ческий, %	Дата проведения последней наладки
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,410	сезонный		92,00	88,59	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,400	сезонный		92,00	88,08	2015
		БК-21	водогр	1999	1,720	1,540	сезонный		92,00	91,24	2014
		ТТ 10000	водогр	2014	8,600	2,990	сезонный		94,20	89,70	2014
		ТТ 10000	водогр	2014	8,600	3,000	сезонный		94,20	90,40	2014
		МВК-5	водогр	1997	5,000	4,320	сезонный		93,00	90,20	2015
		МВК-5	водогр	1997	5,000	4,130	сезонный		93,00	88,10	2015
		МВК-5	водогр	1997	5,000	4,060	сезонный		93,00	88,00	2015
	Итого:				47,680	32,720					
12	кот. № 22	КСВа 3,5	водогр	2001	3,010	2,990	сезонный	газ	91,00	91,60	2015
		КСВа 3,5	водогр	2001	3,010	2,940	сезонный		91,00	92,60	2013
		КСВа 3,5	водогр	2001	3,010	2,950	сезонный		91,00	89,00	2014
		БК-21	водогр	2001	1,720	1,670	сезонный		92,00	90,60	2013
		БК-21	водогр	2001	1,720	1,520	сезонный		91,70	91,10	20105
	Итого:				12,470	12,070					
13	кот. № 36	ДЕВ16/14	водогр	2003	10,000	8,960	сезонный	газ	93,00	89,67	2015
		ДЕВ16/14	водогр	2003	10,000	8,840	сезонный		93,00	90,29	2015
		ДЕВ16/14	водогр	2003	10,000	9,640	сезонный		93,00	89,22	2014
		КВГМ3,5/115	водогр	2003	3,000	3,010	сезонный		94,00	87,61	2014
	Итого:				33,000	30,450					
14	кот. № 25	БК-21	водогр	1998	1,720	1,560	сезонный	ж.топл	92,00	80,80	2015
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,580	сезонный		92,00	89,88	2014
	Итого:				3,440	3,140					
15	кот. № 28	БК-21	водогр	2001	1,720	1,690	сезонный	газ	92,00	85,40	2015
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,680	сезонный		92,00	90,30	2014
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,640	сезонный		92,00	89,50	2015
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,690	сезонный		92,00	88,60	2014
		БК-21	водогр	1998	1,720	1,680	сезонный		92,00	88,70	2014
	Итого:				8,600	8,380					
16	кот. № 30	ДЕВ16/14	водогр	1999	10,000	9,970	сезонный	газ	93,00	88,02	2015
		ДЕВ16/14	водогр	1999	10,000	10,190	сезонный		93,00	90,00	2014
		ДЕВ16/14	водогр	1999	10,000	9,920	сезонный		93,00	91,13	2014
		ДЕВ16/14	водогр	1999	10,000	9,910	сезонный		93,00	88,50	2014
	Итого:				40,000	39,990					

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водогрейный, паровой)	Год ввода в эксплуатацию	Производительность (паспортная), Гкал/ч	Факт. макс. производительность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, круглогодичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла фактический, %	Дата проведения последней наладки
17	кот. № 34	Зио-Саб-500	водогр	2003	0,430	0,420	сезонный	газ	91,00	89,18	2014
		Зио-Саб-500	водогр	2003	0,430	0,410	сезонный		91,00	86,55	2013
	Итого:				0,860	0,830					
18	кот. № 35	ДЕ16/14	водогр	1991	10,000	8,040	сезонный	газ	93,00	88,60	2014
		ДЕ16/14	водогр	2003	10,000	7,780	сезонный		93,00	89,63	2014
		ДЕ16/14	водогр	1996	10,000	8,250	сезонный		93,00	94,20	2015
	Итого:				30,000	24,070					
19	кот. № 29	КВГМ3.5/95	водогр	2003	3,200	3,110	законсерв.	газ	94,00	91,20	2014
		КВГМ3.5/95	водогр	2003	3,200	2,710	сезонный		94,00	92,30	2011
		КВГМ3.5/95	водогр	2003	3,200	2,620	сезонный		94,00	91,20	2015
		КВГМ3.5/95	водогр	2003	3,200	3,120	сезонный		94,00	89,60	2014
		КВГМ3.5/95	водогр	2003	3,200	2,730	законсерв.		94,00	90,00	2015
	Итого:				16,000	14,290					
20	МБК	КВГМ3.0/115	водогр	2005	2,580	2,240	круглого-	газ	92,00	91,02	2014
		КВГМ3.0/115	водогр	2005	2,580	2,130	дичный		92,00	91,27	2014
	Итого:				5,160	4,370					
21	Котельн. админ.	КВСА-0,4	водогр	2009	0,340	0,320	сезонный	газ	92,00	91,50	2015
		КВСА-0,4	водогр	2009	0,340	0,320	сезонный		92,00	90,10	2015
		КВСА-3,0	водогр	2009	2,580	2,470	сезонный		92,00	90,60	2015
		КВСА-3,0	водогр	2009	2,580	2,470	сезонный		92,00	90,00	2015
		КВСА-3,0	водогр	2009	2,580	2,470	сезонный		92,00	91,30	2015
	Итого:				8,420	8,050					
22	ПК	КСВа-3,0	водогр	2006	2,580	2,530	пиковый	газ	92,00	91,00	2015
		КСВа-3,0	водогр	2006	2,580	2,550	пиковый		92,00	91,50	2015
	Итого:				5,160	5,080					
	ИТОГО:				306,630	268,850					
23	кот. № 32	БК-21	водогр	2001	1,720	1,600	законсерв.	газ	92,00	91,30	2015
		БК-21	водогр	2001	1,720	1,540	сезонный		92,00	90,60	2013
		БК-21	водогр	2003	1,720	1,440	сезонный		92,00	89,90	2014
		БК-21	водогр	2003	1,720	1,660	сезонный		92,00	92,00	2015
	Итого:				6,880	6,240					
24	33 (ГТЭС)	ВВД 1.8	водогр	2001	1,500	1,140	сезонный	газ	78,00	85,69	2014
		ВВД 1.8	водогр	2001	1,500	1,250	сезонный		78,00	84,21	2014
	Итого:				3,000	2,390					

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водогрейный, паровой)	Год ввода в эксплуатацию	Производительность (паспортная) , Гкал/ч	Факт. макс. производительность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, круглогодичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла фактический, %	Дата проведения последней наладки
25	ЦТП-1										
26	ЦТП-21										
	ЦТП АТП										
27	КОС	Зио-Саб-2000	водогр	2006	1,720	1,720	сезонный	газ	92,00	90,10	2014
		Зио-Саб-2000	водогр	2006	1,720	1,710	сезонный		92,00	91,40	2014
		Зио-Саб-2000	водогр	2006	1,720	1,700	сезонный		92,00	88,70	2014
		Зио-Саб-500	водогр	2006	0,430	0,430	сезонный		91,00	87,40	2014
	Итого:				5,590	5,560					
	ИТОГО:				15,470	14,190					
	Итого по котельным				322,100	283,000					
	Крышные котельные газ										
28	жил. комп № 7-2	"ТКН-EVO-7	водогр	2003	1,080	1,000	круглый год	газ	92,50	90,10	2015
		"ТКН-EVO-7	водогр	2003	1,080	1,070	круглый год		92,50	92,70	2015
	Итого:				2,160	2,070					
29	жил. комп № 7-1	"ТКН-EVO-8	водогр	2003	1,290	1,210	круглый год	газ	92,50	91,40	2015
		"ТКН-EVO-8	водогр	2003	1,290	1,090	круглый год		93,50	91,20	2015
	Итого:				2,580	2,300					
30	жил. компл. № 7-3	СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год	газ	94,00	93,47	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	93,38	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	93,56	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,300	круглый год		94,00	93,54	2013
	Итого:				1,380	1,260					
31	жил. компл. № 7-4	СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год	газ	94,00	92,42	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	91,72	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	92,17	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	92,53	2013
	Итого:				1,380	1,280					
32	жил. компл. № 4-1	"ТКН-EVO-8	водогр	2003	1,290	1,290	круглый год	газ	92,50	88,50	2015
		"ТКН-EVO-8	водогр	2003	1,290	1,280	круглый год		92,50	89,40	2015
	Итого:				2,580	2,570					
33	жил. компл. № 4-2	"ТКН-EVO-7	водогр	2004	1,075	1,070	круглый год	газ	92,50	90,90	2015
		"ТКН-EVO-7	водогр	2004	1,075	1,070	круглый год		92,50	92,80	2014

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водо- грейный, паровой)	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (паспортная) , Гкал/ч	Факт. макс. производи- тельность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, кругло- годичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла факти- ческий, %	Дата проведения последней наладки
	Итого:				2,150	2,140					
34	жил. комп № 4-3	СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год	газ	94,00	93,85	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,280	круглый год		94,00	93,74	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	94,04	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,280	круглый год		94,00	93,74	2013
	Итого:				1,380	1,200					
35	жил. компл. № 4-4	"ТКН-EVO-6	водогр	2003	0,860	0,860	круглый год	газ	92,50	91,70	2013
		"ТКН-EVO-6	водогр	2003	0,860	0,860	круглый год		92,50	91,00	2013
	Итого:				1,720	1,720					
36	жил. компл. № 5-1а	"ТКН-EVO-6	водогр	2003	0,860	0,860	круглый год	газ	92,50	91,50	2013
		"ТКН-EVO-6	водогр	2003	0,860	0,860	круглый год		92,50	91,20	2013
	Итого:				1,720	1,720					
37	жил. комп. № 5- 1б	СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год	газ	94,00	93,60	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,310	круглый год		94,00	93,32	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,310	круглый год		94,00	93,70	2013
	Итого:				1,030	0,940					
38	жил. комп. № 5.3.-2	СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,310	круглый год	газ	94,00	92,89	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	92,65	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,320	круглый год		94,00	93,39	2013
		СТГ-классик	водогр	2004	0,344	0,310	круглый год		94,00	93,00	2013
	Итого:				1,380	1,260					
39	жил. комп № 3- 9В	Rendamax 18-244	водогр	2011	0,753	0,726	круглый год	газ		88,34	2014
		Rendamax 18-244	водогр	2011	0,753	0,736	круглый год			88,96	2014
		Rendamax 18-244	водогр	2011	0,753	0,743	круглый год			88,48	2014
	Итого:				2,259	2,205					
40	жил. комп № 5- 10С	Rendamax 18-180	водогр	2011	0,558	0,558	круглый год	газ		88,90	2014
		Rendamax 18-180	водогр	2011	0,558	0,558	круглый год			89,30	2014
		Rendamax 18-180	водогр	2011	0,558	0,558	круглый год			89,30	2014
	Итого:				1,674	1,674					

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Тип котла (водо- грейный, паровой)	Год ввода в эксплу- атацию	Производи- тельность (паспортная) , Гкал/ч	Факт. макс. производи- тельность, Гкал/ч	Режим работы (сезонный, кругло- годичный, пиковый, резервный)	Вид топлива	КПД котла паспортный, %	КПД котла факти- ческий, %	Дата проведения последней наладки
41	3-9С (Ямал. 2)	Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,314	круглый год	газ	95,00	96,80	2013
		Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,326	круглый год		95,00	96,70	2013
		Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,298	круглый год		95,00	96,60	2013
		Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,314	круглый год		95,00	96,70	2013
		Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,314	круглый год		95,00	96,70	2013
		Rendamax R 605	водогр	2013	0,327	0,314	круглый год		95,00	96,60	2013
	Итого:				1,961	1,880					
	Итого по крышным котельным				25,354	24,219					
	ВСЕГО				347,450	307,220					
	Всего без технологических котельных				331,980	293,030					

Продолжение табл. 12

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро-снабжения
									газ	диз	
1	кот. № 5	БК-21	158,47	3 570,63	11 994,83	711 520,00	-	В, Т, Э,Г	3 155,45	0,32	1-шт. Воля 108 Н12
		БК-21	173,03								
		БК-21	162,00								
		БК-21	160,41								
		БК-21	158,20								
		БК-21	165,50								
	Итого:		162,93								
2	кот. № 6	БК-21	170,66	1 700,40	3 926,06	492 240,00	-	В, Т, Э,Г	1 502,70	0,14	Вольво
		БК-21	160,01								
		БК-21	157,20								
		БК-21	156,10								
	Итого:		160,99								
3	кот. № 7	КВГМ5,8	162,90	2 100,72	6 232,10	803 880,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	1 855,97	0,57	1-шт. АС 816 А47
		КВГМ5,8	161,40								
		КВГМ5,8	164,20								
	Итого:		162,83								
4	кот. № 8	БК-21	158,70	7 066,52	28 754,45	1 910 520,00	ВПУ	Т, В, Э, Г	6 244,34	1,03	1 шт. М623Р Р/16
		БК-21	159,10								
		БК-21	158,31								
		БК-21	160,50								
		БК-21	157,50								
		БК-21	161,10								
		БК-21	160,50								
		БК-21	155,30								
		БК-21	163,30								
		БК-21	163,08								
		БК-21	157,59								
	Итого:		159,54								
5	кот. № 10	БК-21	155,80	1 497,57	4 403,28	218 160,00	-	В, Т, Э, Г	1 322,97	0,50	1-шт. ЯМЗ-238 М2-6
		БК-21	159,30								
		БК-21	157,20								
		БК-21	156,10								
	Итого:		157,10								

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
6	кот. № 11	БК-21	156,50	557,05	1 231,77	157 480,00	-	,В, Г, Э	492,34	0,00	1-шт. АСДА-200
		БК-21	155,80								
	Итого:		156,15								
7	кот. № 12	БК-21	166,98	0,00	0,00	0,00	-	В, Э		0,00	1-шт. АСДА-200
		БК-21	166,98								
		БК-21	169,07								
		БК-21	167,84								
		БК-21	166,98								
		БК-21	166,34								
	Итого:		167,37								
8	кот. № 13	БК-21	156,60	1 772,49	3 467,94	329 580,00	-	В, Т, Э, Г	1 566,35	0,19	1-шт. ЯМЗ-238
		БК-21	165,50								
		БК-21	156,50								
		БК-21	159,30								
		БК-21	167,32								
	Итого:		161,04								
9	кот. № 14	БК-21	155,60	2 136,49	9 782,68	449 280,00	-	В, Т, Э, Г	1 888,01	0,24	1-шт. Воля 52 Н12
		БК-21	160,30								
		БК-21	159,60								
		БК-21	160,00								
	Итого:		158,88								
10	кот. № 16	БК-21	161,31	2 328,38	6 673,60	441 240,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	2 057,91	0,00	1-шт. Воля 108 Н12
		БК-21	167,50								
		БК-21	166,50								
		БК-21	157,00								
		БК-21	157,30								
	Итого:		161,92								
11	кот. № 21	БК-21	158,75	8 275,48	1 717,67	3 713 400,00	ВПУ	Т-2шт, В. Э, Г	7 312,18	1,56	1-шт. 6ДМ2 Э-1
		БК-21	159,24								
		БК-21	158,31								
		БК-21	159,62								
		БК-21	159,26								
		БК-21	156,01								
		БК-21	161,26								

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
		БК-21	162,19								
		БК-21	156,57								
		ТТ 10000	159,30								
		ТТ 10000	158,00								
		МВК-5	157,70								
		МВК-5	162,20								
		МВК-5	162,30								
	Итого:		159,34								
12	кот. № 22	КСВа 3,5	156,00	3 086,69	12 280,38	838 320,00	-	В, Э, Г	2 728,01	0,10	1 шт. Дейтройт
		КСВа 3,5	154,30								
		КСВа 3,5	160,50								
		БК-21	157,70								
		БК-21	155,80								
	Итого:		156,86								
13	кот. № 36	ДЕВ16/14	159,31	8 457,43	5 500,74	2 131 920,00	ВПУ	В, Э, Г,	7 475,00	0,00	1 шт. Дейтройт 12V
		ДЕВ16/14	158,22								
		ДЕВ16/14	160,12								
		КВГМ3,5/115	163,06								
	Итого:		160,18								
14	кот. № 25	БК-21	176,80	653,58	1 779,00	166 620,00	-	Т, В, Э		449,42	1-шт. Шкода 6S 160
		БК-21	158,94								
	Итого:		167,87								
15	кот. № 28	БК-21	167,30	2 855,94	8 718,82	544 080,00	-	Т, В, Э, Г	2 522,60	1,23	1-шт. Воля 108 H12
		БК-21	158,20								
		БК-21	159,60								
		БК-21	161,20								
		БК-21	160,95								
	Итого:		161,45								
16	кот. № 30	ДЕВ16/14	162,30	9 021,49	16 507,29	4 905 223,00	ВПУ	В, Э, Г	7 969,03	3,51	1-шт. 8ДМ-21
		ДЕВ16/14	158,73								
		ДЕВ16/14	156,76								
		ДЕВ16/14	161,32								
	Итого:		159,78								
17	кот. № 34	Зио-Саб-500	160,19	305,95	285,00	43 239,00	-	В, Э	270,41	0,00	-

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
		Зио-Саб-500	165,06								
	Итого:		162,63								
18	кот. № 35	ДЕ16/14	161,24	6 483,08	11 918,00	1 381 920,00	ВПУ	В,Э,Г	5 728,26	1,35	1-шт. АДК Балтик
		ДЕ16/14	159,39								
		ДЕ16/14	157,19								
	Итого:		159,27								
19	кот. № 29	КВГМ3.5/95	156,60	1 734,25	5 407,37	635 040,00		В,Г,Э	1 532,75	0,04	1-шт. ЯМЗ-240
		КВГМ3.5/95	154,80								
		КВГМ3.5/95	156,60								
		КВГМ3.5/95	159,40								
		КВГМ3.5/95	158,70								
	Итого:		157,22								
20	МБК	КВГМ3.0/115	156,95	1 170,18	1 034,00	251 440,00		В,Г,Э	1 034,25		1-шт. ПС-1А
		КВГМ3.0/115	156,52								
	Итого:		156,74								
21	Котельн. админ.	КВСА-0,4	158,00	1 704,90	322,00	292 730,00		Г, Э, В, Т	1 506,85	0,00	1-шт. Воля 108 Н12
		КВСА-0,4	158,60								
		КВСА-3,0	157,70								
		КВСА-3,0	158,70								
		КВСА-3,0	156,50								
	Итого:		157,90								
22	ПК	КСВа-3,0	157,00	260,55	0,00	46 800,00		В,Г,Э	230,28		
		КСВа-3,0	156,10								
	Итого:		156,55								
	ИТОГО:			66 739,73	141 937,00	20 464 632,00			58 395,64	460,18	20
23	кот. № 32	БК-21	156,50	1 612,72	709,64	253 080,00	-	В, Э, Т	1 425,22	0,13	1
		БК-21	157,70								
		БК-21	158,90								
		БК-21	155,20								
	Итого:		157,08								
24	33 (ГТЭС)	ВВД 1.8	166,71	23,23	257,60	52 940,00	ВПУ	Г, В	20,53	0,00	
		ВВД 1.8	169,64								
	Итого:		168,18								
25	ЦТП-1			2 136,67	9 745,54	1 022 280,00	ВПУ	Т,В,Э	1 888,47	0,00	

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
26	ЦТП-21			6 166,06	25 626,90	0,00			5 449,80	0,00	
	ЦТП АТП				35,51	148 520,00			0,00	0,00	
27	КОС	Зио-Саб-2000	158,55	646,35	576,00	141 150,00		В,Э,Г	571,04	0,18	
		Зио-Саб-2000	156,32								
		Зио-Саб-2000	161,09								
		Зио-Саб-500	163,44								
	Итого:		159,85								
	ИТОГО:										1
	Итого по котельным			77 324,75	178 888,19	22 082 602,00			67750,695	460,491	22
	Крышные котельные газ										
28	жил. комп № 7-2	"ТКН-EVO-7	158,60	188,01	10,00	39940,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	166,17		
		"ТКН-EVO-7	154,10								
	Итого:		156,35								
29	жил. комп № 7-1	"ТКН-EVO-8	156,30	326,21	38,00	57680,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	288,32		
		"ТКН-EVO-8	156,60								
	Итого:		156,45								
30	жил. компл. № 7-3	СТГ-классик	152,84	187,19	348,00	54970,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	165,45		
		СТГ-классик	152,95								
		СТГ-классик	152,72								
		СТГ-классик	152,74								
	Итого:		152,81								
31	жил. компл. № 7-4	СТГ-классик	154,57	221,08	38,00	57500,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	195,40		
		СТГ-классик	155,73								
		СТГ-классик	154,98								
		СТГ-классик	154,39								
	Итого:		154,92								
32	жил. компл. № 4-1	"ТКН-EVO-8	161,40	296,275	8,000	75 340,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	261,860		
		"ТКН-EVO-8	159,80								
	Итого:		160,60								
33	жил. компл. № 4-2	"ТКН-EVO-7	157,20	232,663	59,000	43 740,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	205,637		
		"ТКН-EVO-7	153,90								
	Итого:		155,60								

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
34	жил. комп № 4-3	СТГ-классик	152,22	209,776	15,000	57 740,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	185,407		
		СТГ-классик	152,40								
		СТГ-классик	151,91								
		СТГ-классик	152,40								
	Итого:		152,23								
35	жил. компл. № 4-4	"ТКН-EVO-6	155,79	194,321	52,000	35 860,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	171,748		
		"ТКН-EVO-6	156,99								
	Итого:		156,39								
36	жил. компл. № 5-1а	"ТКН-EVO-6	156,13	168,088	42,000	33 840,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	148,563		
		"ТКН-EVO-6	156,64								
	Итого:		156,39								
37	жил. комп. № 5- 1б	СТГ-классик	152,61	118,217	22,000	67 080,000	ВПУ	В, Т, Э, Г	104,485		
		СТГ-классик	153,09								
		СТГ-классик	152,46								
	Итого:		152,72								
38	жил. комп. № 5.3.-2	СТГ-классик	153,80	223,77	21,00	89 660,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	197,776		
		СТГ-классик	154,19								
		СТГ-классик	153,00								
		СТГ-классик	153,62								
	Итого:		153,65								
39	жил. комп № 3- 9В	Rendamax 18-244	161,71	406,45	15,00	107 390,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	359,23		
		Rendamax 18-244	160,59								
		Rendamax 18-244	161,46								
	Итого:		161,25								
40	жил. комп № 5- 10С	Rendamax 18-180	160,69	275,74	12,00	84 874,00	ВПУ	В, Т, Э, Г	243,71		
		Rendamax 18-180	159,97								
		Rendamax 18-180	159,97								
	Итого:		160,21								

№ п/п	Наименование объекта	Марка котла	Фактический удельный расход топлива(реж. карты), кг у.т./Гкал	Расход топлива, т у.т.	Расход воды на производство тепловой энергии, м³	Расход электроэнергии, кВт·ч	Тип ХВО	Наличие узлов замеров энергоресурсов	Расход топлива, тыс. м³, т н.т.		Аварийный источник электро- снабжения
									газ	диз	
41	3-9С (Ямал. 2)	Rendamax R 605	147,60	552,81	11,00	145 904,00			488,60		
		Rendamax R 605	147,70								
		Rendamax R 605	147,90								
		Rendamax R 605	147,70								
		Rendamax R 605	147,70								
		Rendamax R 605	147,90								
	Итого:		147,75								
	Итого по крышным котельным			3 600,60	691,00	951 518,00			3182,355		
	ВСЕГО			80 925,36	179 579,00	23 034 120,00			70933,05	460,491	22
	Всего без технологических котельных			78 643,06	178 035,76	22 586 950,00			68916,264	460,183	21

Продолжение табл. 12

№ п/п	Наименование объекта	Годовое производство, Гкал	Отпуск тепловой энергии, Гкал/г	Собственные нужды, Гкал	Потери в сетях, Гкал	Сверхнормативные потери в сетях, Гкал	Выработка, Гкал	Счет 20,2	Расход тепла на нагрев воды
1	кот. № 5	22 235,65	19 655,48	509,92	1 766,87	303,09	21 725,45	7,36	0,28
2	кот. № 6	10 601,39	10 972,13	242,67	2 117,09	-2 730,56	10 358,66	3,07	0,05
3	кот. № 7	12 983,00	18 055,14	320,29	2 342,36	-7 734,81	12 662,69	26,81	0,02
4	кот. № 8	44 306,81	41 389,64	1 001,44	3 950,97	-2 036,01	43 304,59	0,00	0,78
5	кот. № 10	9 474,64	7 032,82	218,13	1 487,67	735,93	9 256,42	3,96	0,09
6	кот. № 11	3 537,26	2 721,04	85,71	304,96	425,52	3 451,52	5,77	0,03
7	кот. № 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	кот. № 13	11 127,14	9 160,09	252,56	1 563,51	150,93	10 874,53	1,06	0,06
9	кот. № 14	13 435,21	10 927,76	420,08	1 711,30	375,78	13 014,84	116,43	0,28
10	кот. № 16	14 472,29	11 139,45	332,30	2 557,98	442,41	14 139,83	5,22	0,16
11	кот. № 21	52 124,30	38 951,31	1 339,71	4 530,66	7 302,62	50 784,59	161,54	0,00
12	кот. № 22	19 657,75	19 661,81	444,28	2 641,56	-3 090,23	19 213,15	0,00	0,33
13	кот. № 36	52 588,83	49 829,43	1 197,01	4 343,23	-2 780,83	51 391,83	8,50	0,00
14	кот. № 25	4 038,74	1 631,91	141,35	566,63	1 698,80	3 897,35	5,65	0,04
15	кот. № 28	17 764,10	16 048,37	417,06	2 225,95	-927,45	17 346,87	15,47	0,17
16	кот. № 30	56 646,97	46 693,29	1 727,91	7 464,14	761,58	54 919,00	447,34	0,06
17	кот. № 34	1 891,21	1 616,88	42,74	15,11	216,47	1 848,46		0,01
18	кот. № 35	40 275,20	38 016,94	910,35	5 952,65	-4 604,76	39 364,82	0,00	0,03
19	кот. № 29	11 045,35	7 550,44	249,63	1 518,15	1 727,04	10 795,63	0,00	0,09
20	МБК	7 407,83	6 415,81	167,42	1 250,51	-425,91	7 240,41	0,00	0,00
21	Котельн. админ.	10 835,23	10 585,12	244,88	292,24	-287,01	10 590,35	0,00	0,00
22	ПК	1 622,17	2 234,53	36,66	4,03	-653,05	1 585,51	0,00	0,00
	ИТОГО:	418 071,08	370 289,38	10 302,08	48 607,56	-11 130,44	407 766,50	808,18	2,50
23	кот. № 32	10 254,73	9 935,39	231,77	87,55	0,00	10 022,94	0,00	0,02
24	33 (ГТЭС)	137,46	108,86	3,11	25,50	0,00	134,36	0,00	0,00
25	ЦТП-1	20 202,50	16 040,17	413,18	3 759,30	-10,18	19 789,29	19,23	0,03
26	ЦТП-21	44 040,86	37 418,29	858,80	4 182,00	1 581,74	43 182,03	0,00	0,04
	ЦТП АТП	2 057,36	1 956,11	101,25	0,00	0,00	1 956,11	0,00	0,00
27	КОС	4 051,76	3 609,33	91,59	350,82	0,00	3 960,15	0,00	0,02
	ИТОГО:								
	Итого по котельным	498 815,74	439 357,53	12 001,77	57 012,73	-9 558,88	486811,376	827,413	2,597
	Крышные котельные газ								
28	жил. комп № 7-2	1210,21	1309,56	27,35		-126,70	1182,86	0,00	0,00

№ п/п	Наименование объекта	Годовое производство, Гкал	Отпуск тепловой энергии, Гкал/г	Собственные нужды, Гкал	Потери в сетях, Гкал	Сверхнор- мативные потери в сетях, Гкал	Выработка, Гкал	Счет 20,2	Расход тепла на нагрев воды
29	жил. комп № 7-1	2100,52	1612,76	47,47		440,29	2053,05		0,00
30	жил. компл. № 7-3	1224,97	1130,32	27,69		66,96	1197,28		0,01
31	жил. компл. № 7-4	1427,09	1226,11	32,25		168,73	1394,84		0,00
32	жил. компл. № 4-1	1 857,145	1 741,162	41,971		74,012	1 815,174	0,000	0,000
33	жил. компл. № 4-2	1 494,784	1 419,107	33,782		41,894	1 461,001		0,001
34	жил. комп № 4-3	1 377,993	1 411,960	31,144		-65,111	1 346,849		0,000
35	жил. компл. № 4-4	1 244,387	1 116,600	28,122		99,665	1 216,265		0,000
36	жил. компл. № 5-1а	1 073,704	1 171,109	24,265		-121,671	1 049,438	0,000	0,001
37	жил. комп. № 5-1б	774,078	523,641	17,495		232,942	756,583		0,000
38	жил. комп. № 5.3.-2	1 456,33	1 401,29	32,91		22,12	1 423,42		0,00
39	жил. комп № 3-9В	2 517,75	1 871,44	56,90		589,41	2 460,85		0,00
40	жил. комп № 5-10С	1 708,57	1 825,68	38,61		-155,73	1 669,96		0,00
41	3-9С (Ямал. 2)	3 712,85	2 499,57	193,33		1 019,95	3 519,52	109,42	0,00
	Итого по крышным котельным	23 180,38	20 260,31	633,29		2 286,76	22547,069	109,417	0,015
	ВСЕГО	521 996,12	459 617,85	12 635,06	57 012,73	-7 272,13	509358,445	936,83	2,612
	Всего без технологических котельных	507 552,17	445 964,26	12 308,60	56 548,86	-7 272,13	495240,993	936,83	2,577

1.3 Раздел 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Протяженность разводящих тепловых сетей (в однострунном исчислении) муниципального образования город Салехард на начало 2016 г. составляет 312,052 км, в т.ч.:⁶

– АО «Салехардэнерго» - 311,092 км (99,7% общей протяженности сетей города);

– ООО «Генезис» - 0,96 км.

Сети теплоснабжения п. Пельвож отсутствуют.

1.3.1 Структура 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

Структура тепловых сетей по источникам тепловой энергии АО «Салехардэнерго» (2016 г.) представлена в табл. 13 и 14.

Протяженность сетей теплоснабжения технологических котельных № 32, 33, КОС АО «Салехардэнерго» (2016 г.) представлена в табл. 13.

Сводная таблица протяженностей сетей теплоснабжения города Салехард (с учетом ГВС, без технологических котельных № 32, 33, КОС) представлена в табл. 14.

Таблица 13

Протяженность сетей теплоснабжения технологических котельных № 32, 33, КОС АО «Салехардэнерго» (2016 г.)

Ø	Кот. 32	Кот. 33	Кот. КОС	Σ одностр.	Итого: подач	Итого: обрат
219		59,60	59,50	238,20	119,10	119,10
159	65,60		32,00	195,20	97,60	97,60
133			189,00	378,00	189,00	189,00
108	50,50	443,80	7,00	1 002,60	501,30	501,30
89		793,30	18,70	1 624,00	812,00	812,00
76	30,20		17,00	94,40	47,20	47,20
57	80,20	44,80	249,60	749,20	374,60	374,60
32			121,90	243,80	121,90	121,90
25	25,70		425,80	903,00	451,50	451,50
Итого:	252,20	1 341,50	1 120,50	5 428,40	2 714,20	2 714,20
Материальная характеристика	46,79	268,28	151,48	933,10	466,55	466,55

⁶ Источник: Стандарты раскрытия информации, 2016 г.

Таблица 14

Сводная таблица протяженностей сетей теплоснабжения города Салехард (с учетом ГВС, без технологических котельных № 32, 33, КОС, 2016 г.)

Ø	Кот. 5	Кот. 6	Кот. 7 под	Кот. 7 обр	Кот. 8	Кот. 10	Кот. 11	Кот. 13	Кот. 14	Кот. 16	Кот. 21 под	Кот. 21обр	Кот. 22 под	Кот. 22 обр
530					53,20						465,50	465,50		
426	165,20		105,90	105,90	60,80				12,90		1 642,10	1 642,10	8,90	8,90
377								19,10			286,00	286,00		
325	375,80	78,70	832,50	832,50	847,30				166,90	85,40	1 047,90	1 047,90	180,30	180,30
273	54,80	306,20	125,60	125,60	266,50	135,20			76,80	171,10	500,30	500,30	356,70	356,70
219	779,20	500,70	483,00	483,00	1 436,60		6,00	628,50	242,00	105,40	1 964,00	1 964,00	501,80	501,80
200											60,00	60,00		
159	367,00	895,50	1 437,60	1 437,60	2 038,90	1 421,60		562,60	511,80	1 406,40	4 312,10	4 312,10	1 400,60	1 400,60
160														
133			160,60	160,60	45,20						142,90	142,90	127,80	127,80
114														
110	37,00													
108	846,40	869,90	737,00	737,00	1 793,30	819,80	442,00	922,50	874,30	1 172,20	3 876,20	3 878,20	1 023,70	1 023,70
89	617,60	841,30	706,40	706,40	762,60	317,50	150,00	367,40	565,20	947,60	2 374,50	2 374,50	718,30	718,30
86														
76	447,20	653,10	583,40	544,30	1 574,00	627,20	12,00	770,80	1 015,80	756,40	2 166,30	2 166,30	1 295,40	1 258,60
63									88,00					
57	1 126,50	1 804,00	950,20	949,70	1 119,40	1 127,50	364,00	1 380,30	1 489,70	3 352,30	3 983,50	3 983,50	1 384,20	1 384,20
45	58,00	76,90	0,00	0,00	44,00	40,40		15,00	190,00	110,40	298,60	298,60	140,80	140,80
32		77,50	15,00	15,00	29,00	36,90	24,00	152,10	194,80	38,00	58,00	58,00	89,50	89,50
25	8,00	166,60	25,00	26,00	34,70	153,30		37,10	40,00	80,50			58,30	58,30
20		10,00			20,00	0,00	8,00	4,00	1,00	19,00	35,30	35,30	2,00	2,00
15														
Итого:	4 882,70	6 280,40	6 162,20	6 123,60	10 125,50	4 679,40	1 006,00	4 859,40	5 469,20	8 244,70	23 213,20	23 215,20	7 288,30	7 251,50
Матери- альная хар-ка	1 375,85	1 385,60	1 895,50	1 889,55	2 992,38	997,01	169,98	1 020,86	1 086,53	1 578,49	7 431,25	7 431,68	1 743,78	1 738,19

Продолжение табл. 14

Ø	Кот. 25	Кот. 28	Кот. 29	Кот. 30	УР-1 подач	УР-1 обрат	УР-2 подач	УР-2 обрат	УР-3	Кот. 34	Кот. 35 под	Кот. 35 обр	Кот. 36	МБ отопл
530											7,80	7,80		
426			34,80	472,00	12,00	45,00							436,70	
377											683,60	683,60		185,70
325		123,90	352,70	1 677,50			64,40	64,40	181,00		173,40	173,40	782,10	234,60
273		566,10	67,50				280,50	280,50	85,30		477,70	477,70	493,50	361,60
219	60,60	824,70	534,00	455,00	171,00	171,00	1 602,50	1 602,50	838,00		2 007,10	2 007,10	1 411,90	127,30
200														
159	172,40	801,50	1 452,70	185,50	197,60	197,60	806,60	791,60	853,80	12,80	3 006,20	3 006,20	1 756,10	166,10
160									78,50					
133	43,90								23,50				335,80	43,90
114	31,40										680,70	680,70		
110														
108	834,70	949,70	251,70	660,70	418,40	418,40	876,20	876,20	1 472,10	17,00	2 519,60	2 519,60	1 312,30	50,50
89		451,00	97,00	303,90	41,00	41,00	729,90	729,90	369,10		906,60	906,60	470,50	23,10
86													53,60	
76	81,00	465,80	349,00	80,00	166,00	166,00	624,10	626,10	493,20		1 745,70	1 745,70	695,00	54,70
63														
57	449,40	1 788,80	464,50	1 064,20	210,70	210,70	2 592,80	2 592,80	1 693,50		4 335,90	4 335,90	622,70	173,80
45	4,00	91,00	48,00	177,90	26,00	26,00	129,00	129,00	127,50		342,80	342,80	21,40	
32	20,30	49,00	25,00				43,00	43,00	100,50		168,20	135,20		4,00
25	95,50	36,00	35,00	140,00			40,60	40,60	5,40		8,80	36,80	49,00	
20			41,00				13,60	13,60	4,00		65,30	65,30		
15			5,00											
Итого:	1 793,20	6 147,50	3 757,90	5 216,70	1 242,70	1 275,70	7 803,20	7 790,20	6 325,40	29,80	17 129,40	17 124,40	8 440,60	1 425,30
Матери- альная хар-ка	350,48	1 578,99	1 178,70	2 104,09	297,22	325,34	1 879,97	1 875,50	1 504,18	7,74	4 397,43	4 396,72	2 973,49	653,60

Продолжение табл. 14

Ø	МБ ГВС под	МБ ГВС обр	ЦТП подач	ЦТП обрат	Кот. Админ под	Кот. Админ обр	ТЭС- 14 ЦТП-1	ПК - ЦТП-1	ГТЭС-3 ЦТП-21- ЦТП- АТП	ЦТП АТП	ЦТП-21 Кот. 21	Итого: в одногр.	Итого: подача	Итого обратка
530									793,30			2 639,60	1 319,80	1 319,80
426			728,10	728,10					1 589,60		105,00	10 781,00	5 374,00	5 407,00
377												2 348,80	1 174,40	1 174,40
325			617,20	617,20			32,00					15 707,20	7 853,60	7 853,60
273			300,80	300,80	52,50	52,50						9 357,40	4 678,70	4 678,70
219			1 640,70	1 640,70	399,60	399,60		59,20	70,50			33 698,60	16 849,30	16 849,30
200												120,00	60,00	60,00
159	635,60	43,00	1 146,10	1 146,10								50 486,60	25 547,10	24 939,50
160			96,40	96,40								349,80	174,90	174,90
133												1 847,20	923,60	923,60
114	158,80	158,80										1 741,80	870,90	870,90
110												74,00	37,00	37,00
108	65,50	658,10	2 356,60	2 356,60	36,10	36,10						50 991,40	25 198,40	25 793,00
89	11,00	0,00	502,20	753,70	36,10	0,00						24 824,00	12 309,80	12 514,20
86												107,20	53,60	53,60
76	11,00	11,00	852,90	852,90								30 966,10	15 520,00	15 446,10
63												176,00	88,00	88,00
57	285,20	296,20	958,00	958,00	53,00	89,10		59,20				65 713,20	32 833,30	32 879,90
45			81,00	81,00								4 045,40	2 022,70	2 022,70
32			83,00	83,00								2 382,60	1 207,80	1 174,80
25	19,50	19,50	91,00	91,00								2 277,60	1 124,30	1 153,30
20												446,40	223,20	223,20
15												10,00	5,00	5,00
Итого:	1 186,60	1 186,60	9 454,00	9 705,50	577,30	577,30	32,00	118,40	2 453,40	0,00	105,00	311 091,90	155 449,40	155 642,50
Матери- альная хар-ка	289,59	228,44	3 154,11	3 198,88	223,96	221,64	20,80	32,68	2 226,12	0,00	89,46	89 272,82	44 639,84	44 632,98

Структура сетей по зонам действия котельных представлена в табл. 15.

Таблица 15

Структура сетей теплоснабжения котельных АО «Салехардэнерго» (2016 г.)

Наименование	Доля тепловых сетей, %
Кот. 5	3,14
Кот. 6	4,04
Кот. 7	3,95
Кот. 8	6,51
Кот. 10	3,01
Кот. 11	0,65
Кот. 13	3,12
Кот. 14	3,52
Кот. 16	5,30
Кот. 21	14,92
Кот. 22	4,67
Кот. 25	1,15
Кот. 28	3,95
Кот. 29	2,42
Кот. 30	3,35
УР-1	0,81
УР-2	5,01
УР-3	4,07
Кот. 34	0,02
Кот. 35	11,01
Кот. 36	5,43
МБ отопл	0,92
МБ ГВС	0,76
ЦТП	6,16
Кот. Админ	0,37
ТЭС-14 ЦТП-1	0,02
ПК - ЦТП-1	0,08
ГТЭС-3 ЦТП-21-ЦТП-АТП	1,58
ЦТП АТП	0,00
ЦТП-21 Кот. 21	0,07
Всего	100,00

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

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии по принадлежности к котельным формируются в географической информационной системе ZuluGIS с использованием расчетного комплекса ZuluThermo в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

1.3.2 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 подключенной тепловой нагрузки

Тепловые сети г. Салехарда относятся к закрытым системам теплоснабжения от локальных источников тепловой энергии. Тепловые сети – тупиковые, радиальные с незначительным количеством связей, позволяющих осуществлять резервирование подачи теплоносителя к отдельным группам потребителей в случае аварийных ситуаций на тепловых сетях (между тепловыми сетями котельных № 30 и № 36, а так же в основном в центральной части города).

Прокладка теплосетей в жилищно-коммунальной застройке в основном подземная в железобетонных непроходных каналах, наземная в железобетонных непроходных каналах и надземная на низких опорах. Совместно с трубопроводами тепловой сети на большинстве участков теплосетей проложены трубопроводы водопровода.

Часть наземных тепловых сетей проложена в деревянных коробах с теплоизоляцией из минеральной ваты и покровным слоем из рубероида, это сети со значительным сроком эксплуатации (основная часть более 20 лет), отдельные участки которых находятся в ветхом состоянии и требуют замены.

Компенсация температурных удлинений трубопроводов решается с помощью углов поворота трасс и П-образных компенсаторов.

Муниципальное образование город Салехард относится к району вечномерзлых грунтов. Площадка расположения тепловых сетей города сложена из супесчано-глинистых, суглинисто-песчаных вечномерзлых грунтов, сливающегося (90%) и несливающегося типа (10%), с погружением кровли мерзлоты до 7,8 м. Грунты территории города – сильнопучинистые.

Техническое состояние отдельных участков тепловых сетей котельных города неудовлетворительное, что объясняется, в основном, значительным сроком их эксплуатации, низким качеством теплоизоляции, а также недостаточной очисткой воды на ряде котельных.

Часть подземных сетей находится в затопленном состоянии (проникновение поверхностных вод с рельефа, скопление воды при порывах трубопроводов, повышение уровня грунтовых вод, вода от растепления вечномерзлых грунтов), что приводит к значительным потерям тепловой энергии и сокращению сроков службы трубопроводов. Поэтому приходится проводить осушение непроходных каналов сетей, тратя на это значительные средства.

По данным на начало 2016 г. протяженность ветхих сетей АО «Салехардэнерго» составляет 53,654 км (табл. 16).

Таблица 16

Структура сетей теплоснабжения котельных АО «Салехардэнерго» (2016 г.)

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Протяженность тепловых сетей, км	Протяженность ветхих тепловых сетей, км	Доля ветхих сетей, %
1	Котельная № 5	4,880	2,084	42,7

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Протяженность тепловых сетей, км	Протяженность ветхих тепловых сетей, км	Доля ветхих сетей, %
2	Котельная № 6	6,280	1,305	20,8
3	Котельная № 7	6,162	2,598	42,2
4	Котельная № 8	10,125	2,508	24,8
5	Котельная № 10	4,679	1,990	42,5
6	Котельная № 11	1,006	0,508	50,5
7	Котельная № 13	4,859	2,564	52,8
8	Котельная № 14	5,469	2,045	37,4
9	Котельная № 16	8,244	3,090	37,5
10	Котельная № 21 и ТЭБ ГТЭС-3	25,980	9,300	35,8
11	Котельная № 22	7,269	2,480	34,1
12	Котельная № 25	1,793	0,800	44,6
13	Котельная № 28	6,147	2,953	48,0
14	Котельная № 29	3,757	1,535	40,9
15	Котельная № 30	6,476	2,700	41,7
16	Котельная № 32	0,252	0,101	40,1
17	Котельная № 34	0,029	0,015	51,7
18	Котельная № 35	17,127	8,239	48,1
19	Котельная № 36	8,440	2,687	31,8
20	Котельная МБК	1,420	0,430	30,3
21	Котельная КОС-14000	1,120	0,336	30,0
22	Котельная Администрации ЯНАО	0,577	0,086	14,9
23	ТЭБ ТЭС-14	9,528	3,300	34,6
	Итого		53,654	

Характеристика способов прокладки, характеристика теплоизоляционных конструкций сетей теплоснабжения АО «Салехардэнерго» представлена в табл. 17.

Таблица 17

Характеристика теплотрассы (в двухтрубном исполнении) АО «Салехардэнерго»

№ п/п	D, мм	L, м	Объем системы ТС, м³	Способ прокладки	Материал изоляции	Материал труб
1	530	1319,8	290,4	100% - подземно	100% в ППУ	Сталь
2	426	5407	756,98	80% - на сваях	95% - ППУ 5% минвата	Сталь
3	377	1174,4	129,14	60% - подземно 40% - на сваях	80% - ППУ 20% - минвата	Сталь
4	325	7853,6	651,1	45% - подземно 55% - на сваях	80% - ППУ 20% - минвата	Сталь
5	273	4678,7	273,72	45% - подземно 55% - на сваях	90% - ППУ 10% - минвата	Сталь
6	219	16849,3	633,52	40% - подземно 55% - на сваях 5% - в д. коробе	60% - ППУ 40% - минвата	Сталь
7	200	60	2,26	100% - подземно	100% - ППУ	ВЧШГ
8	159	24939,5	493,8	40% - подземно	60% - ППУ 40% - минвата	Сталь

№ п/п	D, мм	L, м	Объем системы ТС, м³	Способ прокладки	Материал изоляции	Материал труб
				50% - на сваях 10% - в д. коробе		
9	160	174,9	3,46	100% - подземно	100% - ППУ	Пластиковая
10	133	923,6	12,84	40% - подземно 50% - на сваях 40% - в д. коробе	50% - ППУ 50% минвата	Сталь
11	114	870,9	8,01	50% - на сваях 50% - в д. коробе	30% - ППУ 70% минвата	Сталь
12	110	37	0,34	100% - подземно	100% - ППУ	Пластиковая
13	108	25793	237,29	20% - подземно 40% - на сваях 40% - в д. коробе	60% - ППУ 40% минвата	Сталь
14	89	12 514,2	77,58	10% - подземно 45% - на сваях 45% - в д. коробе	60% - ППУ 40% минвата	Сталь
15	86	53,6	0,33	100% - подземно	100% - ППУ	Изопрофлекс
16	76	15446,1	69,51	5% - подземно 20% - на сваях 75% - в д. коробе	20% - ППУ 80% минвата	Сталь
17	57	32 662	84,92	60% - на сваях 40% - в д. коробе	40% - ППУ 60% минвата	Сталь
18	45	2022,7	3,21	30% - на сваях 70% - в д. коробе	30% - ППУ 70% минвата	Сталь
19	32	1207,8	0,97	50% - на сваях 50% - в д. коробе	30% - ППУ 70% минвата	Сталь
20	25	1 124,3	0,55	20% - на сваях 80% - в д. коробе	20% - ППУ 80% минвата	Сталь
21	20	223,2	0,11	5% - подземно 20% - на сваях 70% - в д. коробе	5% - ППУ 95% минвата	Сталь
18	15	5	0,001	100% - на сваях	100% минвата	Сталь
Итого		155 642,5				

Подробная информация по тепловым сетям АО «Салехардэнерго» (в разбивке участкам сетей) представлена в базах данных в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения), сформированной в географической информационной системе ZuluGIS с использованием расчетного комплекса ZuluThermo.

Тепловые сети котельной № 30

Тепловые сети котельной № 30 условно подразделяются:

- на магистральную тепловую сеть – от вывода котельной до кварталов 25, 26, 27;
- на внутриквартальные тепловые сети – тепловые сети от узлов регулирования до потребителей.

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей к магистральной тепловой сети производится по различным схемам:

- по независимой схеме через теплообменники (в УР-2, УР-3 и у ряда отдельных зданий);
- по зависимой схеме с корректирующими насосами (в УР-1 и у ряда отдельных зданий);
- по непосредственной схеме (отдельные здания в основном в кварталах 25, 26, 27).

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей к внутриквартальным тепловым сетям производится по непосредственной схеме.

Для транспортировки теплоносителя от котельной до потребителей и поддержания необходимых гидравлического и температурного режимов на тепловой сети котельной № 30 организованы 3 узла регулирования (УР).

На узле УР-1 присоединение внутриквартальных тепловых сетей произведено по зависимой схеме. Регулирование температуры и расхода теплоносителя после УР-1 производится автоматически посредством изменения расхода греющего теплоносителя, поступающего из котельной № 30 на УР-1.

На узлах УР-2 и УР-3, а также в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) ряда потребителей присоединение внутриквартальных и внутридомовых сетей к магистральной тепловой сети котельной произведено по независимой схеме через теплообменники. Регулирование температуры и расхода теплоносителя после теплообменников на УР-2, УР-3 и в ИТП производится автоматически посредством изменения расхода греющего теплоносителя, поступающего из котельной № 30.

Таким образом, регулирование температуры и расхода теплоносителя от котельной №30 является качественно-количественным, с изменением как температуры, так и расхода теплоносителя.

В связи с наличием в составе узлов регулирования УР-2 и УР-3 повысительных насосов обеспечивается гидравлический режим магистральной тепловой сети.

Тепловая сеть котельной № 36

Котельная имеет встроенный центральный тепловой пункт (ЦТП) с независимым подсоединением потребителей старой застройки кварталов 16, 17 через теплообменники.

Схема работы тепловых сетей от котельной № 36 имеет следующие особенности:

- тепловые сети – двухтрубные, тупиковые;
- тепловая сеть «основного контура» работает по температурному графику 110/70 °С, а тепловая сеть от встроенного ЦТП котельной - по графику 90/70 °С;
- системы отопления потребителей, подключенных к тепловой сети «основного контура», присоединены по зависимой схеме с устройством автоматизированных узлов регулирования, обеспечивающих подмешивание части теплоносителя из обратного трубопровода;
- ИТП жилых и общественных зданий, подключенных к тепловой сети «основного контура», оборудованы теплообменниками для нужд горячего водоснабжения;

– системы отопления потребителей, подключенных к тепловой сети от встроенного ЦТП, присоединены по непосредственной схеме и не имеют оборудованных тепловых пунктов.

Тепловая сеть котельной № 21

Тепловая сеть котельной № 21 – двухтрубная, тупиковая.

Тепловая сеть котельной № 21 работает по температурному графику качественного регулирования 90/70°C.

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей к тепловой сети производится по непосредственной схеме.

В зоне действия котельной № 21 находится котельная № 12 (резервная, в 2016 г. переведена в режим насосной станции), сетевые насосы которой эксплуатируются в качестве повысительной насосной для тепловых сетей котельной № 21.

В непосредственной близости от котельной имеется ЦТП-21, предназначенный для работы от газотурбинной электростанции ГТЭС. В настоящее время ЦТП-21 работает во временном (не постоянном) режиме параллельно с котельной № 21. Это связано с отсутствием котельной (ранее планируемой как пиковой) на ГТЭС.

Тепловые сети остальных котельных и «ЦТП-ДЭС-1»

Водяные тепловые сети от остальных котельных города и «ЦТП-ДЭС-1» - двухтрубные, тупиковые.

Схема присоединения систем отопления и вентиляции потребителей к тепловым сетям зависимая. Системы отопления зданий старой застройки присоединены к тепловым сетям по непосредственной схеме и не имеют оборудованных тепловых пунктов.

Централизованным горячим водоснабжением охвачены только 3-5-этажные жилые дома центральной части города (в основном от котельной № 36), а также небольшое количество общественных зданий, в которых приготовление воды для горячего водоснабжения осуществляется в водоподогревателях, установленных в ИТП зданий. Горячее водоснабжение больничного комплекса осуществляется от «Котельной МБК». Так же несколько жилых домов южной части города получают горячую воду от собственных крышных котельных (по ул. Губкина, ул. Подшебякина, ул. Броднева, ул. Свердлова).

В остальных зданиях горячее водоснабжение осуществляется от индивидуальных газовых или электрических водоподогревателей.

Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На трубопроводах, проложенных как надземным, так и подземным способом, в каналах установлена необходимая стальная запорная арматура для секционирования тепловых сетей на участки, дренирования сетевой воды, выпуска воздуха из трубопроводов и отключения ответвлений к потребителям тепловой энергии.

Секционирующая и запорная арматура на тепловых сетях стальная различных типов: задвижки, шаровые краны, дисковые поворотные затворы.

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

Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры при подземной прокладке теплотрасс выполнены из различных железобетонных конструкций:

- перекрытия – из сборных железобетонных плит;
- стены и плиты оснований – в основном из монолитного железобетона.

Тепловые павильоны при надземной и наземной прокладке теплотрасс имеют следующие конструкции:

- деревянный каркас – в основном при наземной прокладке в деревянных коробах;
- металлический каркас – в основном при надземной прокладке на сваях;
- стены – из дерева, либо металлического профнастила с утеплителем, либо сэндвич-панелей;
- кровля – из металлического профнастила с утеплителем, либо сэндвич-панелей.

Перечень котельных и количество камер, смонтированных на тепловых сетях АО «Салехардэнерго», представлен в табл. 18.

Таблица 18

Перечень котельных и количество камер, смонтированных на тепловых сетях АО «Салехардэнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Количество тепловых камер
1	Котельная Администрации	3
2	ГТЭС-3	6
3	Котельная №5	94
4	Котельная №6	110
5	Котельная №7	93
6	Котельная №8	234
7	Котельная №10	93
8	Котельная №11	10
9	Котельная №13	77
10	Котельная №14	90
11	Котельная №16	147
12	Котельная №21, 12, МПБК	388
13	Котельная №22	164
14	Котельная №25	25
15	Котельная №28	103
16	Котельная №29	22
17	Котельная №30 УР-1, УР-2, УР-3	310
18	Котельная №32	7
19	Котельная №33	8
20	Котельная №34	1
21	Котельная №35	312
22	Котельная №36	115
23	КОС	10
24	ЦТП	113
Всего		2535

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

Отпуск тепла от котельных муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» на нужды отопления осуществляется по следующим температурным графикам:

- 95-70°C – для котельных № 11, 30, 32, 33, МПБ;
- 72-62°C – для крышных котельных № 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 5.1а, 5.1б, 5.3.2, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 ;
- 105-80°C – для котельной Администрации ЯНАО;
- 110-70°C – для котельных № 36, КОС;
- 110-70°C – для котельной № 30;
- 80-60°C – для ЦТП-1;
- 90-70°C – для котельных № 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 14, 16, 21, 22, 25, 28, 29, 35, Ямальский 1/1, Ямальский 1/2, Ямальский-2; центральных тепловых пунктов УР-1, УР-7, ЦТП-36, ЦТП-7, ЦТП-21 и ЦТП-АТП;
- 105-70°C – для котельной № 34 (Ледовый дворец).

Температурные графики работы котельных муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» на отопительный сезон 2015/2016 гг. представлены в Прил. 1 Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 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.

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

Фактический температурный график отпуска тепла от котельных муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» соответствует утвержденному графику.

1.3.5 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей – режим, определяющий давление в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамическое давление) и при неподвижной воде (гидростатическое давление).

В АО «Салехардэнерго» проведением гидравлических расчетов и разработкой эксплуатационных режимов работы тепловых сетей в отопительном сезоне, которые

утверждаются ежегодно, занимается отдел наладки, который также осуществляет оперативное регулирование тепловых сетей для достижения расчетных режимов.

Планируемые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения котельных АО «Салехардэнерго» на 2016/2017 гг. представлены в табл. 19.

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.

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 $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

- 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.

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

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

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

Таблица 19

Планируемые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения котельных АО «Салехардэнерго» на 2016/2017 гг.

№ п/п	Наименование котельной	Температурный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
1	Котельная № 5	90-70	5,4	4,7	650*	Willo № L150140045/4 (3 ед.)	5 к.а.	
2	Котельная № 6	90-70	4,2	3,7	320*	СН 1Д-315/-50 (1 ед.) или Etanorm G 150-315G 11 (1 ед.)	3 к.а.	
3	Котельная № 7	90-70	4,4	3,8	420*	СН АЦМЛ 1.202 (2 ед.)	2 к.а., 4 гр. т/обменников	
4	Котельная № 8	90-70	5,6	4,8	900*	СН 1Д-500-63а (2 ед.)	9 к.а.	
5	Котельная № 10	90-70	4,4	3,8	320*	Willo IL 50/320-37/4 (1 ед.)	3 к.а.	
6	Котельная № 11							*Р изменяется из-за отсутствия мембранного бака
	зимний режим	95-70	4,2*	3,2*	55*	Willo IL-80/160 (1 ед.)	1 к.а.	
	летний режим	50/40*	4,0*	3,4*	35*	Willo IL-80/160 (1 ед.)	1 к.а.	
7	Котельная № 12 - в режиме повысительной насосной котельной № 21							
	отопление	90-70	4,5	4,0	650*	СН 1Д-315/50 (1 ед.) и К.290/30 (1 ед.) К80-65-160 (1 ед.)	2 к.а.	
	ГВС	70-60	5,5*	5,0*	55*			
8	Котельная № 13	90-70	4,8	4,0	270*	СН К.290/30 (1 ед.)	3 к.а.	
9	Котельная № 14	90-70	4,6	3,6	320*	Д-315/50 (1 ед.) или ETANORM N G150-315G6 (1 ед.) или К290/30 (1 ед.)	3 к.а.	
10	Котельная № 16	90-70	4,5	3,5	390*	ETANORM NG150-315G6 (1 ед.)	4 к.а.	
11	Котельная № 21 и ЦТП-21							

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
11.1	ЦТП-21 с кот. № 21 (потр. кот. № 21,12 и больн. гор.)	90-70	5,0 4,9	4,0 4,0	1450* 750*	СН СЭ 500-70 (3 ед.) на ЦТП-21	ЦТП-21 - 8 гр. т/о, кот. № 21 - 14 к.а. и 7 т/о	Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1
	2 контур ГТЭС	95-78	4,2	3,8	650*			
11.2	ЦТП-21 с кот. № 21 (потр. кот. № 21,12, 7 и больн. гор.)	90-70	5,1 5,0	4,0 4,0	1500* 750*	СН СЭ 500-70 (3 ед.) на ЦТП-21	ЦТП-21 - 8 гр. т/о, кот. № 21 - 14 к.а. и 7 т/о	Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1
	2 контур ГТЭС	95-78	4,2	3,8	650*			
11.3	Кот. № 21 без ЦТП-21 (потр. кот. № 21, 12, 7, больн. и маг. на ГТЭС-3 с АТП)	90-70	5,1 5,1	4,0 4,0	1500* 850*	CHRG250/400 (4 ед.) на кот. № 21	кот. № 21 - 14 к.а. и 7 т/о	Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1
11.4	Кот. № 21 без ЦТП-21 (потр. кот. № 21, 12, больн. и маг. на ГТЭС-3 с АТП)	90-70	5,0 5,0	4,0 4,0	1350* 850*	RG250/400 (4 ед.) на кот. № 21	кот. № 21 - 14 к.а. и 7 т/о	Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1
11.5	ЦТП-21 без кот. № 21 (потр. кот. № 21, 12, 7, больн.)	90-70	5,1 5,0	4,0 4,0	1450* 700*	СНСЭ 500-70 (3 ед.) на ЦТП-21	ЦТП-21 - 8 гр. т/о	При t ≥ -2°С Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1
	2 контур ГТЭС	95-78	4,2	3,8	650*			
11.6	ЦТП-21 без к.а. кот. № 21 (потр. кот. № 21, 12, 7)	90-70	5,0 4,9	4,0 4,0	1350* 650*	СНСЭ 500-70 (3 ед.) на ЦТП-21	ЦТП-21 - 8 гр. т/о	При t ≥ -5°С Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
11.7	ЦТП-21 без к.а. кот. № 21 (потр. кот. № 21, 12)	90-70	5,1 5,0	4,0 4,0	1250* 650*	СНСЭ 500-70 (3 ед.) на ЦТП- 21	ЦТП-21 - 8 гр. т/о	При t ≥ -8°С Р изм. в ЦТК-2 Р изм. в ЦТК-1 направление на ул. Республики
12	Котельная № 22	90-70	4,9	3,8	450	СН 1 Д-500-63 _а (1 ед.) или СН 1Д-315/71 (2 ед.)	4 к.а.	
13	Котельная № 25	90-70	3,8	3,2	120*	TRD50-570/2 (2 ед.)	1 к.а.	
14	Котельная № 28	90-70	3,9	3,0	410*	ETANORNG 150-315G6 (1 ед.)	4 к.а.	
15	Котельная № 29	90-70	4,8	4,0	250*	СН 1Д-315/71 а. (1ед.)	4 к.а.	
16	Котельная № 30							Планируется перевод на 110/70
	магистральные сети	95-70	7,2	3,5	1060*	СН Wilo NH 250/500-200/4 (2 ед.) или СЭ-500 (2 ед.)		
	УР1 (кв. сети) }	95-70	3,6*	3,2*	60*	СН К150-125-315 (1 ед.)		
	УР2 (маг. сети)	95-70	5,4/8,8	3,0	1000/860*	СН IL 250/380-75/4 (2 ед.)		
	УР2 (кв. сети)	95-70	4,8 4,6	3,6 3,8	350*	СН АК 100/200 (3 ед.)		
	УР3 (маг. сети)	95-70	4,5/6,0	4,8	620/420*	СН АЦМЛ-1 202 (2 ед.)		
	УР3 (кв. сети)	95-70	5,8	4,6	380*	СН 1Д-3 15/50 (1 ед.)		
17	Котельная № 32							
	зимний режим	95-70	4,0	3,4	140*	СН К160/30 (1 ед.)	3 к.а.	
	летний режим	50/40*	3,2	2,8	80*	СН К160/30 (1 ед.)	2 к.а.	
18	Котельная № 34					СН ТР 80-210/2 (1 ед.) или ТР 65/260 (1 ед.)	2 к.а.	
	зимний режим	105-70	5,6*	4,5*	30*			
	летний режим	70/50*	5,5*	4,5*	20*			
19	Котельная № 35	90-70	5,9	4,2	1150*	СН 1Д-500-63а (2 ед.)	2 к.а.	
20	Котельная № 36							

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
	Магистральные сети	110-70	4,7	4,2	620*	СН 1 Д-630-90 (1 ед.) при t ≥ -30°С	3 к.а.	Нагр. отопл.
	зимний режим	110-70	5,0	4,2	790*	СН 1Д-630-90 (1 ед.) и СН1Д31 571(1 ед.) при t ≤ -30°С	3 к.з.	Нагр. отопл. + вентиляция
	летний режим	70/60	4,0*	3,6*	60*	СН К. 100-65-250 (1 ед.)	1 к.а.	
	Квартальные сети	90-70	4,8	4,2	180*	СН 1 Д-200/90б (1 ед.)		
21	ЦТП ДЭС-1	80-60	3,9	3,0	610*	СН 1 Д-630/90б (1 ед.)	К.У. ДЭС-1 К.У. ГП ТЭС-14	
	ПИКОВАЯ КОТ.	110-70	3,6*	3,4*	180*		ПИК (2 к.а.)	
22	Котельная МП Б							
	отопление (зимний)	95-70	4,4	3,7	95*	СН VILO IL 100/170-30/2 (1 ед.)	2 к.а.	
	ГВС (летний)	70/60*	4,1*	3,5*	45*	СН WILO IL 50/130-3/2 (1 ед.)	1 к.а., 2 гр. т/о	
23	Котельная КОС							
	зимний режим	110-70	3,9*	3,4*	95*	С.Н. GRUNDFOSTPД 50-570/2 (2 ед.)	2 к.а.	
	летний режим	70/60*	3,3*	3,1*	27*	GRUNDFOS ТРД 32-580/2 (1 ед.)	1 к.а.	
24	Котельная Администрации ЯНАО							
	зимний режим	105*80	3,0*	2,6*	160*	СН GRUNDFOS NB65-160/1G57 (2 ед.)	2 к.а.	
	летний режим	105-80 со срезкой 70°С 70/60*	4,0*	3,8	80*	СН GRUNDFOS TR32-320/2 (1 ед.)	1 к.а.	
25	ЦТП АТП						1 гр. т/о	

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
	квартальные сети	90-70	3,4	2,8	100*	СН К-100-65-200-5УХЛ4-Т (1 ед.)+		
	2-й контур ГТЭС	95-78	4,2	3,2	70*			
	Крышные котельные							
26	Котельная 4.1							
	отопление	72-62	3,0*	2,1*	70,0	TPD 80/240 (1 ед.)	1 к.	
	ГВС	70**/60	5,8*	5,6*	2,7*	1 н. рец.	1 к.	
27	Котельная 4.2							
	отопление	72-62	2,7*	2,1*	70,0	LMD/LPD 65-180/2 (1 ед.)	1 к.	
	ГВС	70**/60	5,7*	5,4*	2,25*	1 н. рец.	1 к.	
28	Котельная 4.3							
	отопление	72-62	2,9*	1,7*	55,0	TP-65-260/2 (1 ед.)	4 к.	
	ГВС	70**/60	3,9*	3,8	1,35*	1 н. рец.	2 к.	
29	Котельная 4.4							
	отопление	72-62	2,7*	2,4*	45,0	GRUNDFOS LMD/LPD 65/180/2 (1 ед.)	1 к.	
	ГВС	70**/60	5,7*	5,5*	1,65*	1 н. рец.	1 к.	
30	Котельная 5.1 а							
	отопление	72-62	2,6*	2,1*	45,0	LMD/LPD 80-125/128 (1 ед.)	1 к.	
	ГВС	70**/60	4,1*	3,8*	1,92*	1 н. рец.	1 к.	
31	Котельная 5.1 б							
	отопление	72-62	4,2*	2,4*	25,0	TP-40-240/2 (1 ед.)	3 к.	
	ГВС	70**/60	3,4*	3,2*	0,9*	1 н. рец.	1 к.	
32	Котельная 5-3-2							
	отопление	72-62	4,4*	3,8*	55,0	TP-65-260/2 (1 ед.)	4 к.	
	ГВС	70**/60	2,9*	2,8*	1,5*	1 н. рец.	2 к.	
33	Котельная 7.1							
	отопление	72-62	2,9*	2,4*	125,0	LMD/LPD 100-125/133 (1 ед.)	1 к.	
	ГВС	70**/60	6,1*	5,8*	3,0*	1 н. рец.	1 к.	
34	Котельная 7.2							

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
	отопление	72-62	2,9*	2,4*	70,0	LMD/LPD 80-125/128 (1 ед.)	1 к.а.	
	ГВС	70**/60	6,0*	5,7*	2,1*	1 н. рец.	1 к.а., 2 т/о	
35	Котельная 7.3							
	отопление	72-62	2,8*	2,4*	40,0	ТР-65-260/2 (1 ед.)	2 к.а.	**
	ГВС	70**/60	5,0*	4,5*	0,9*	1 н. рец.	1 к.а., 2 т/о	
36	Котельная 7.4							
	отопление	72-62	3,9*	3,0*	45,0	ТР-65-260/2 (1 ед.)	2 к.а.	
	ГВС	70**/60	5,7*	5,2*	1,8*	1 н. рец.	1 к.а., 2 т/о	
37	Котельная № 1 ж/д № 1 кв. Ямальский					ТР 32-580/2		
	отопление	90-70	4,9*	1,9*	14	1 к.н.	2 к.а.	
	ГВС	70**/60	3,6	3,2*	7,4*	1 н. рец.	1 к.а., 1 т/о	
38	Котельная № 2 ж/д № 1 кв. Ямальский					ТР 40-300/2		
	отопление	90-70	3,9*	1,7*	16	1 к.н.	2 к.а.	
	ГВС	70**/60	3,6*	3,2*	8,9*	1 н. рец.	1 к.а., 1 т/о	
39	Котельная Ямальский-2							
	отопление	90-70	4,2*	2,1*	90*	ТР65-550/2	2 гр. т/о	
	ГВС	70/60	2,2*	1,6*	45*	ТР32-150/2	2 т/о	

Примечание:

1. Параметры без (*) являются постоянными и выдерживаются персоналом котельной во время работы в соответствии с действующими правилами. Параметры с (*) могут изменяться в зависимости от состояния и режима работы оборудования, а так же величины теплотребления.

2. Отклонения параметров без (*) от заданного режима на источнике тепла допускается не более (ПТЭТЭ, п/п. 6.258, 6.2.59):

- по температуре воды поступающей в сеть +/- 3%;
- по давлению в подающем трубопроводе +/- 5%;
- по давлению в обратном трубопроводе +/- 0,2 кгс/см²;
- по температуре воды поступающей в сеть ГВС для закрытых систем не ниже 70°С, для открытых систем не ниже 60°С.

3. Параметры теплоносителя по давлению Р₁/Р₂ на источнике тепла являются первостепенными для установления гидравлического режима

№ п/п	Наименование котельной	Темпера- турный график Т ₁ -Т ₂ , °С	Р на вводах		Расход сетевой воды, т/ч	Наименование и количество работающих сетевых насосов	Максимальное количество работающих к.а. и т/обменников	Примечание
			Р ₁	Р ₂				
работы котельной и поддерживаются по показаниям штатных технических манометров на выводах котельной.								
4. При отклонении параметров работы источника тепла без (*) более допускаемых значениях, персонал котельной и диспетчерской службы ТВС принимает все необходимые меры по восстановлению расчетного режима работы оборудования с привлечением для этого, в случае необходимости специалистов СПК, ЦТАИ, СПИС, ОН.								
5. При отклонении параметров работы источника тепла с (*) более расчетных значениях, персонал котельной (диспетчерской службы ТВС) информирует ОН о необходимости проведения работ по восстановлению расчетного режима или его изменению.								
6. В исключительных случаях, при неисправности или несоответствия характеристик оборудования заданным режимам, ОН по согласованию с главным инженером предприятия или ЗГИ по ТВС изменяет расчетные значения параметров работы источника тепла по давлению, температуры и расходу с.в.								

Гидравлический расчет проводится в программном модуле ZuluThermo в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

Для анализа проведенных расчетов гидравлических режимов сетей системы теплоснабжения муниципального образования построен пьезометрический график от источников теплоснабжения до наиболее удаленных потребителей. Пьезометрический график является наглядной иллюстрацией результатов теплогидравлического расчета.

На пьезометрическом графике отражены:

- линия напора в подающем трубопроводе (красная линия);
- линия напора в обратном трубопроводе (синяя линия);
- линия потерь напора на шайбе (вертикальная красная или синяя линия);
- линия поверхности земли (коричневая линия);
- высота зданий (вертикальная коричневая линия);
- линия статического напора (пунктирная голубая линия);
- линия вскипания (оранжевая линия).

Линия напора в подающем трубопроводе обозначена красным цветом. Линия напора в обратном трубопроводе обозначена синим цветом. Они показывают разницу напоров в подающем и обратном трубопроводах в каждой конкретной точке тепловой сети. Одним из основных требований является обеспечение требуемого значения располагаемого напора на вводе потребителя, то есть величина располагаемого напора должна иметь положительное значение.

Потеря напора на дроссельной диафрагме (далее – шайба) представляет собой вертикальную линию подающего или обратного трубопроводов в зависимости от ее места расположения. Шайба устанавливается для снижения величины располагаемого напора до требуемого значения, при располагаемом напоре соответствующему нормативному показателю шайба не устанавливается. В случае, когда линия напора на обратном трубопроводе находится ниже высоты здания потребителя, то 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, то 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 обозначена оранжевым цветом и должна находиться ниже линии напора в подающем трубопроводе.

Построению собственно пьезометрического графика предшествует выбор искомого пути. Для этой цели на схеме тепловой сети отмечаются не менее двух узлов, через которые должен пройти выбранный путь. В общем случае, с учетом закольцованности тепловых сетей, может существовать более одного пути, соединяющего заданные точки. В этом случае для однозначного определения результата можно указать промежуточные точки, либо изменить критерий поиска пути (это может быть минимизация количества участков, минимизация гидравлического сопротивления либо минимизация суммарной длины, поиск по линиям подающей или обратной магистрали). Путь строится программой автоматически с учетом состояния запорной арматуры в узлах коммутации (тепловых камерах), найденный путь «подсвечивается» на экране цветом выделения.

После выбора требуемого пути одним кликом мыши строится пьезометрический график. Состав отображаемой на нем информации, легенда и масштаб представления легко настраиваются пользователем в удобном для него виде. График может быть при необходимости распечатан либо экспортирован в другие приложения через буфер обмена Windows.

Пьезометрические графики формируются в программном модуле ZuluThermo в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

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

Аварий на участках тепловой сети АО «Салехардэнерго» за последние 5 лет не зафиксировано.

Количество нарушений на сетях теплоснабжения АО «Салехардэнерго» с объемами потерь теплоносителя за 2012 – 2016 гг. представлено в табл. 20.

Таблица 20

Количество нарушений на сетях теплоснабжения АО «Салехардэнерго» с объемами потерь теплоносителя за 2012 – 2016 гг.

Наименование	Количество технологических нарушений по передаче теплоносителя с утечками, шт.					Количество потерь теплоносителя, м³				
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
январь	16	43	26	30	26	28,971	269,549	140,917	132,418	160,786
февраль	28	31	34	29	17	84,044	156,803	289,097	272,490	186,960
март	28	37	32	23	20	230,342	192,976	211,502	149,461	162,684
апрель	21	21	17	16	23	138,585	108,483	215,639	92,953	595,070
май	17	10	15	17	25	182,840	48,932	69,945	77,297	0,023
июнь	15	9	20	3		21,235	24,409	193,642	1,680	
июль	4	0	2	5		32,448	0,000	6,509	12,749	
август	22	13	29	41		165,513	53,241	329,672	709,851	
сентябрь	35	50	45	42		75,850	145,454	658,637	346,622	
октябрь	33	32	24	36		82,228	177,883	148,640	462,207	
ноябрь	22	25	22	23		63,654	203,065	270,579	231,160	
декабрь	30	25	58	41		174,359	50,352	652,484	246,682	
Итого:	271	296	324	306	111	1 280,069	1 431,147	3 187,263	2 735,570	1 105,524
изменение, +/-		25	28	-18	-195		151,078	1 756,116	-451,693	-1 630,046
Итого янв-май				115	111				724,618	1 105,524
					-4					380,906

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

По результатам расчетов АО «Салехардэнерго» определено допустимое время устранения аварий и инцидентов на инженерных сетях и в системах отопления зданий и сооружений (табл. 21 и 22 соответственно).

Таблица 21

Допустимое время устранения аварий и инцидентов на инженерных сетях
АО «Салехардэнерго»

Время устранения, ч	Длина участка, м	Диаметр трубы, мм
6,11	100	50
6,21	100	89
6,25	100	100
6,33	100	129
6,40	100	150
6,57	100	200
6,74	100	250
6,92	100	300
7,30	100	400

Таблица 22

Допустимое время устранения аварий и инцидентов в системах отопления зданий

Тип здания	Время, необходимое для устранения аварии при температуре наружного воздуха (ч)				
	0°C	-10°C	-20°C	-30°C	-40°C
Крупнопанельные жилые дома	14	8,75	6,4	4,7	3,7
Кирпичные жилые дома	17,5	11,7	8,75	7	5,8
Деревянные жилые дома, Промышленные здания	8,75	7,1	3,9	2,9	2,3

По результатам анализа выборки времени, затраченного на восстановление работоспособности тепловых сетей, за период 2012 – 2015 гг. среднее время составило 3,93 ч, колебания в интервале 1,96-6,69 ч. В целом среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, соответствует допустимому времени устранения аварий и инцидентов на инженерных сетях и в системах отопления зданий и сооружений.

При этом имели место инциденты на тепловых сетях, время устранения которых превышало 24 ч.

Процедуры 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.

В рамках мониторинга состояния тепловых сетей эксплуатирующей организацией проводятся регулярные их обходы.

С 2003 г. внедрена установка индикаторов коррозии и успешно ведется контроль за внутренней коррозией трубопроводов тепловых сетей.

Ежегодно, после окончания отопительного периода, производятся испытания трубопроводов на плотность и прочность для выявления дефектов, подлежащих устранению при проведении летних ремонтов. После ремонта испытания повторяются в соответствии с действующими нормами на их проведение.

Планирование капитальных и текущих ремонтов осуществляется с учетом количества технических нарушений за отопительный период и корректироваться на основании гидравлических испытаний тепловых сетей на герметичность. По окончании испытаний выявляются дефекты.

Периодичность проведения гидравлических, температурных испытаний тепловой сети определяется руководителем теплосетевой организации. Испытания проводятся в соответствии с РД 153-34.0-20.507-98.

Капитальный ремонт тепловых сетей выполняется при осуществлении производственной программы по повышению эффективности деятельности теплоснабжающей организации.

Периодичность и соответствие техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Периодичность проведения гидравлических, температурных испытаний тепловой сети определяется руководителем теплосетевой организации. Испытания должны проводиться на основании РД 153-34.0-20.507-98 «Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)».

1.3.8 Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относят потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные потерей тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потерями и затратами теплоносителя. Расчет нормативов выполняется в соответствии с Приказом Минэнерго 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»), «Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 18.12.2015 № 344-т «Об установлении тарифов

на тепловую энергию (мощность), производимую АО «Салехардэнерго» и поставляемую потребителям муниципального образования город Салехард и долгосрочных параметров регулирования тарифов, на 2016 – 2018 гг.» (с изм. от 29.04.2016 № 45-т) АО «Салехардэнерго» установлена величина технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2016 – 2018 гг. в размере 60 162 Гкал, что соответствует 10,5% от плановой выработки на 2016 г. (табл. 23).

Таблица 23

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

Наименование	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потери и затраты теплоносителя (вода)	м³	134 565	134 565	136 666	136 666		
Потери тепловой энергии	Гкал	60 088	60 088	60 550	60 162	60 162	60 162

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и ЖКХ ЯНАО от 04.02.2016 № 3-р потери и затраты теплоносителя (вода) на 2016 г. установлены в размере 136 666 м³.

1.3.9 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Тепловых потери в сетях по оценке не превышают утвержденные нормативы тепловой энергии.

Тепловые потери в тепловых сетях АО «Салехардэнерго» за последние 3 года представлены в табл. 24.

Таблица 24

Тепловые потери при передаче тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

Наименование	Потери, Гкал		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельные на дизельном топливе			
№7	14,44	1,28	0,78
№10	12,33	0,74	0,43
№11	0,04	0,00	0,00
№12	0,00	0,00	0,00
№13	10,17	0,48	0,27
№14	21,86	3,12	0,32
№16	17,09	0,13	0,00
№21	130,10	3,94	2,51
№22	26,01	0,72	0,15
№25	453,35	456,60	566,63
№28	23,18	0,72	4,46
№29	9,75	0,99	0,06
№5	19,75	1,53	0,32
№6	14,03	0,24	0,26
№8	112,59	4,40	3,15
№30	34,53	4,07	6,53
№ 31	0,00	0,00	0,00
№32	0,64	0,02	0,03

Наименование	Потери, Гкал		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
№33	0,60	0,00	0,00
КОС	1,37	0,08	0,07
№ 34	0,03	0,00	0,00
№35	37,56	7,75	2,15
№36	17,78	1,36	0,00
админ	0,71	0,00	0,00
Итого по дизельным котельным:	957,89	488,17	588,11
Котельные на газе			
№5	1 657,31	1 927,07	1 766,55
№6	1 393,21	2 258,96	2 116,83
№7	1 936,47	1 972,32	2 341,58
№8	4 051,44	4 040,70	3 947,82
№10	1 149,63	1 590,16	1 487,24
№11	269,82	330,10	304,96
№13	1 263,59	1 693,92	1 563,25
№14	1 368,75	1 861,88	1 710,98
№16	1 766,11	2 692,57	2 557,98
№21	5 064,23	6 708,59	4 528,15
№22	2 549,60	2 888,08	2 641,41
№28	1 730,06	2 403,88	2 221,49
№29	1 359,45	1 771,81	1 518,09
№30	6 215,74	8 296,13	7 457,61
№ 34	7,37	15,40	15,11
№ 35	5 241,92	6 482,45	5 950,49
№ 36	4 293,86	4 681,84	4 343,23
МБК	1 032,35	1 225,00	1 250,51
Админ.	248,21	321,80	292,24
ПК	0,00	0,00	4,03
Итого по газовым котельным:	42 599,12	53 162,65	48 019,55
ГТЭС	226,03	254,08	25,50
ЦТП-1	2 963,90	3 992,50	3 759,30
ЦТП-21	2 550,86	2 693,53	4 182,00
ЦТП АТП			
№ 32	92,39	93,78	87,52
КОС	387,57	390,22	350,75
ИТОГО:	49 777,75	61 074,93	57 012,73
Крышные котельные			
Итого по крышным котельным:	0,00	0,00	0,00
Всего:	49 777,75	61 074,93	57 012,73
без 33, 32, КОС	49 069,16	60 336,75	56 548,86

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации сетей теплоснабжения за последние 5 лет не выдавались.

1.3.11 Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение теплотребляющих установок потребителей от котельных № 30, 34, 36, КОС, Администрации ЯНАО к системе теплоснабжения муниципального образования город Салехард осуществляется по зависимой схеме – «потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением СО» (рис. 5).

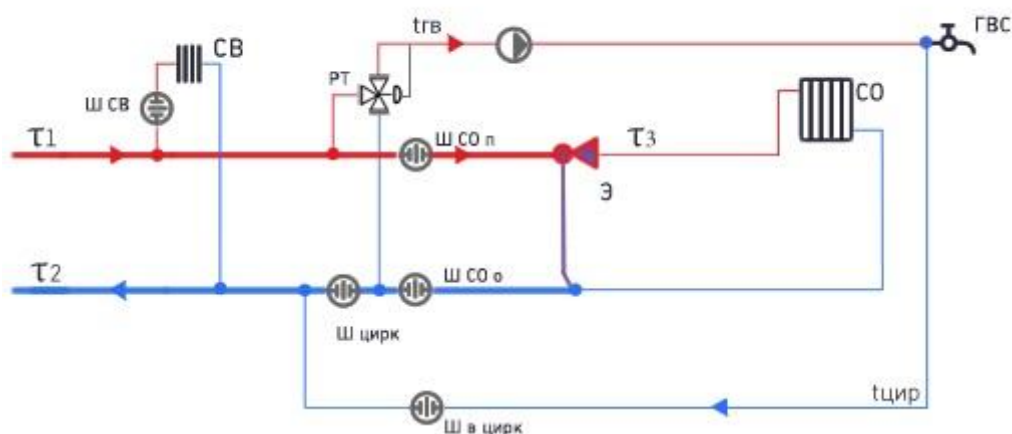


Рисунок 5. Схема «Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением СО»

Присоединение теплотребляющих установок потребителей от остальных котельных к системе теплоснабжения муниципального образования город Салехард осуществлено по схеме – «потребитель с непосредственным присоединением системы отопления» (рис. 6).

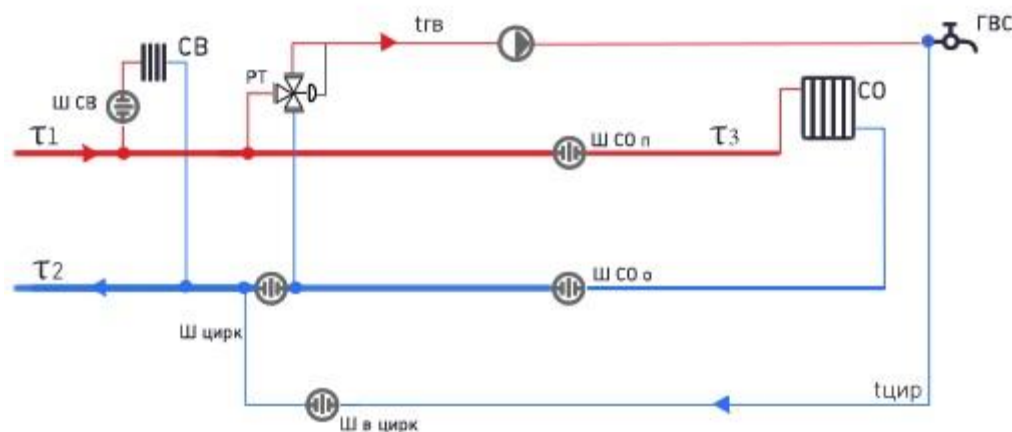


Рисунок 6. Схема «Потребитель с непосредственным присоединением системы отопления»

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

Учет тепловой энергии, отпускаемой потребителям, АО «Салехардэнерго» осуществляется по приборам учета и расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг). По итогам 2015 г. доля тепловой энергии, реализованной по приборам учета, составила 46,8%.

По данным отдела реализации АО «Салехардэнерго» 28,4% домов имеют прибору учета тепловой энергии. В целом по городу 52,9% потребителей имеют приборы учета тепловой энергии (табл. 25).

Таблица 25

Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных АО «Салехардэнерго»

Наименование котельной	Количество договоров, ед.	Наличие прибора учета у потребителя (по договору), ед.	
		Всего	%
КОТЕЛЬНАЯ 10 УЧ 3	117	56	47,9
КОТЕЛЬНАЯ 11 УЧ 3	5	2	40,0
КОТЕЛЬНАЯ 13 УЧ 3	77	31	40,3
КОТЕЛЬНАЯ 14 УЧ 4	107	42	39,3
КОТЕЛЬНАЯ 16 УЧ 3	171	67	39,2
КОТЕЛЬНАЯ 21 УЧ 2	424	271	63,9
КОТЕЛЬНАЯ 22 УЧ 4	113	40	35,4
КОТЕЛЬНАЯ 25 УЧ 4	6	2	33,3
КОТЕЛЬНАЯ 28 УЧ 4	127	59	46,5
КОТЕЛЬНАЯ 29 УЧ 1	41	31	75,6
КОТЕЛЬНАЯ 30 УЧ 1	415	220	53,0
КОТЕЛЬНАЯ 34 УЧ 1	1	1	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 35 УЧ 1	321	129	40,2
КОТЕЛЬНАЯ 36 УЧ 1	194	158	81,4
КОТЕЛЬНАЯ 3-9В УЧ 6	2	2	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 3-9С УЧ 6	2	2	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 4_1 УЧ 6	10	10	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 4_2 УЧ 6	6	6	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 4_3 УЧ 6	2	2	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 4_4 УЧ 6	6	6	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 5 УЧ 2	118	72	61,0
КОТЕЛЬНАЯ 5_1А УЧ 6	10	9	90,0
КОТЕЛЬНАЯ 5_1Б УЧ 6	6	5	83,3
КОТЕЛЬНАЯ 5_3_2 УЧ 6	17	15	88,2
КОТЕЛЬНАЯ 5-10С УЧ 6	2	2	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 6 УЧ 3	124	72	58,1
КОТЕЛЬНАЯ 7 УЧ 2	108	56	51,9
КОТЕЛЬНАЯ 7_1 УЧ 6	11	10	90,9
КОТЕЛЬНАЯ 7_2 УЧ 6	6	5	83,3
КОТЕЛЬНАЯ 7_3 УЧ 6	4	4	100,0
КОТЕЛЬНАЯ 7_4 УЧ 6	3	2	66,7
КОТЕЛЬНАЯ 8 УЧ 2	168	59	35,1

Наименование котельной	Количество договоров, ед.	Наличие прибора учета у потребителя (по договору), ед.	
		Всего	%
КОТЕЛЬНАЯ АДМ_ЯНАО УЧ 6	4	2	50,0
КОТЕЛЬНАЯ МБ УЧ 6	10	8	80,0
КОТЕЛЬНАЯ ЦТП	95	40	42,1
Общий итог	2 834	1 498	52,9

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

В АО «Салехардэнерго» действуют три диспетчерских системы теплоснабжения.

Система 1 – автоматизированная система диспетчерского управления и технического учета энергоносителей крышных котельных (АСДУ/АСТУЭ). Предназначена для автоматизации контроля технического состояния объектов теплоснабжения, управления технологическими процессами выработки и распределения энергоресурсов, технического учета электроэнергии, газа и тепла, сбора информации с объектов теплоснабжения (датчиков напряжения, давления, температуры), измерений технологических параметров с помощью опроса счетчиков газа и теплосчетчиков, первичной обработки собранной информации, передачи ее по каналам связи в пункт управления (ПУ) и представления диспетчеру посредством программного обеспечения АРМ в виде мнемосхем.

Система производит автоматический технический учет электроэнергии, газа и тепловой энергии, формирует базы данных, содержащие информацию о текущем состоянии объектов и контролируемых параметрах для верхних уровней управления. Система охватывает 13 крышных котельных, котельную КОС-14000 и котельную МПБ.

Система 2 – диспетчерская система удаленного мониторинга объектами теплоснабжения. Объект контроля – котельная Правительства ЯНАО. Посредством радиомодема сигналы с котельной выводятся на АРМ диспетчера для визуализации и контроля за работой оборудования. Удаленное управление работой оборудования отсутствует.

Система 3 – диспетчерская система контроля состояния объектов теплоснабжения. Предназначена для мониторинга состояния и параметров работы оборудования посредством локально установленного на объекте контроллера и отправки от него коротких сообщений дежурному персоналу по запросу, а так же при останове оборудования и выходе параметров за уставки. Охватывает УР-2, УР-3, котельную № 34.

Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты (насосные станции) имеют недостаточный уровень автоматизации.

Обслуживание ЦТП и насосных станций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и регламентами, действующими на предприятии.

Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Система транспорта тепловой энергии (тепловые сети) не оборудована средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты.

При непосредственной схеме подсоединения 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 (шайб).

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

Выявление бесхозных сетей, организация управления бесхозными объектами и постановки на учет, признание права муниципальной собственности на бесхозные сети осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: «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 бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Протяженность выявленных бесхозных сетей теплоснабжения на территории муниципального образования город Салехард на момент разработки Схемы теплоснабжения (по состоянию на 20.05.2016) составила 2170,4 м (табл. 26).

Таблица 26

Перечень бесхозных тепловых сетей муниципального образования город Салехард по состоянию на 20.05.2016

№ п/п	Наименование объекта	Сеть	Диаметр, мм	Протяженность, м
1	ул. Щорса № 20а	T1,2	76	20,0
		T1,2	89	19,0
		T1,2	57	20,0
2	ул. Гагарина № 13а	T1,2	57	20,0
3	ул. Комбинатская № 1а от 1ТК-9 до 1ТК-9,3	T1,2	89	74,0

№ п/п	Наименование объекта	Сеть	Диаметр, мм	Протяженность, м
4	ул. Королева, 11а	T1,2	57	20,0
5	ул. Ленина, 7а	T1,2	76	4,0
6	ул. Маяковского № 39	T1,2	89	26,0
7	ул. Ного № 30	T1,2	89	3,0
8	ул. Обская, 35а	T1,2	76	18,0
9	Брусничный пер. № 10	T1,2	57	10,0
10	ул. Мирюгина № 68	T1,2	57	21,0
11	ул. Мичурина № 6а	T1,2	57	17,0
12	ул. Мичурина № 10	T1,2	76	15,0
		T1,2	57	50,0
13	ул. Павлова № 6	T1,2	57	6,0
14	ул. Патрикеева, 16а	T1,2	76	8,0
15	ул. Полярная № 5	T1,2	40	12,2
16	ул. Губкина, 5а	T1,2	57	5,0
17	ул. Комсомольская № 42	T1,2	57	4,0
18	ул. Пушкина, 8	T1,2	57	15,0
19	ул. Броднева № 35а	T1,2	89	3,0
20	ЦТП-1 от камеры 1УТ-16.2 до мкр. Б.Кнунянца № 19	T1,2	108	161,0
21	ЦТП-1 от камеры 1УТ-16.4 до мкр. Б.Кнунянца № 18	T1,2	108	20,0
22	ЦТП-1 от камеры 1УТ-7 до мкрн. Б.Кнунянца № 39	T1,2	76	59,0
23	ул. Чкалова № 13	T1,2	63	88,0
24	ул. Республики № 77	T1,2	219	44,3
		T1,2	159	53,8
25	ул. Республики № 79	T1,2	159	62,0
		T1,2	108	18,0
26	ул. Броднева № 50	T1,2	89	3,0
27	ул. Лермонтова № 2	T1,2	57	66,0
28	ул. Лермонтова № 4	T1,2	57	75,0
29	ул. Лермонтова № 11	T1,2	108	52,0
		T1,2	76	26,0
30	ул. Лермонтова № 13	T1,2	108	60,0
		T1,2	76	17,0
31	ул. Трудовая № 14	T1,2	108	32,0
32	ул. Глазкова № 6а	T1,2	76	42,0
33	ул. Артеева № 21	T1,2	76	3,0
34	ул. Республики № 142	T1,2	76	11,0
		T1,2	57	31,0
35	ул. Маяковского № 5	T1,2	76	41,0
36	ул. Маяковского №1 3	T1,2	108	67,0
37	ул. Паромный тупик, 11	T1,2	76	18,0

№ п/п	Наименование объекта	Сеть	Диаметр, мм	Протяженность, м
		T1,2	108	5,0
38	ул. Чкалова № 9	T1,2	57	21,0
39	ул. Кооперативная, 10а	T1,2	57	7,0
40	ул. Северная 8	T1,2	57	16,0
		T1,2	45	8,0
		T1,2	57	20,0
41	мкр. Б. Кнунянца № 336	T1,2	108	58,0
42	ул. Пионерская № 9	T1,2	57	17,0
43	ул. Броднева, 356	T1,2	76	58,0
		T1,2	57	6,0
44	ул. Комсомольская №20а от камеры 2УТ-27 до 2УТ-28 и 2УТ-31	T1,2	110	48,0
		T1,2	57	19,0
		T1,2	108	13,0
45	Деповская № 1	T1,2	108	188,8
		T1,2	89	47,0
46	Деповская № 3	T1,2	57	41,3
47	Почтовая № 4	T1,2	76	12,0
48	Комсомольская № 11	T1,2	108	12,0
49	Комсомольская № 13	T1,2	108	24,0
50	Королева № 11а	T1,2	57	20,0
51	Горького № 9	T1,2	57	15,0
52	Комбинатская № 1а	T1,2	89	74,0
	ИТОГО	T1,2		2 170,4

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

1.4 Раздел 4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1 Описание существующих зон действия источников теплоснабжения во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Зоны действия производственных котельных представлены в п. 1.1.2 Зоны действия производственных котельных Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения представлены в п. 1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Котельная ООО «Генезис» обеспечивает теплоснабжение в мкр. Брусничный.

Остальная территория горда Салехард входит в зону действия источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго».

1.4.2 Описание существующих зон действия источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией в системах теплоснабжения городского округа

ГТЭС работает совместно в единую систему теплоснабжения с котельной № 21, зона действия ГТЭС совпадает с зоной действия котельной № 21.

Теплоноситель от пиковой котельной и котлов-утилизаторов ТЭБ ТЭС-14 поступает в ЦТП-ДЭС-1. Зона действия ТЭБ ТЭС-14 совпадает с зоной действия ЦТП-ДЭС-1.

1.4.3 Описание существующих зон действия котельных в системах теплоснабжения городского округа

Описание существующих зон действия котельных АО «Салехардэнерго» представлено в табл. 27.

Таблица 27

Описание существующих зон действия котельных АО «Салехардэнерго»

№ п/п	Наименование источника	Описание зон действия источников тепловой энергии
1	Зоны действия источников южной (центральной) части города	
1.1	Котельная № 30	Покрывает тепловые нагрузки юго-восточных территорий центральной части города: «Старый город» – кварталы 02÷14, а также кварталов 15, 16 (частично), 17 (частично), 26, 25 (частично), 27 (частично).
1.2	Котельная № 36	Покрывает тепловые нагрузки территорий в границах кварталов 17 (частично), 18, 20, 21, район Центрального рынка и часть потребителей квартала 16 по улицам Сенькина, Совхозная.

№ п/п	Наименование источника	Описание зон действия источников тепловой энергии
1.3	Котельная № 21	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 24, 40, 41, 42, 44, 45, 46, 47 (частично).
1.4	Котельная № 7	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 22 (частично), 25, 26 (частично). Потребители частично переключены на котельные № 5, 21, 30.
1.5	Котельная № 8	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 22 (частично), 32, 33, 34 (частично), 36÷39.
1.6	Котельная № 5	Покрывает тепловые нагрузки территории южной части центра города, в границах кварталов 27 (частично), 28, 29, 30 (частично), 31, 35 (частично).
2	Зоны действия источников юго-восточной части города	
2.1	Котельная № 6	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 30 (частично), 45 (частично), 48 (частично), «Теремки» (частично), в границах планировочных кварталов 01:22:02 (частично), 01:22:05, 01:22:06, 01:22:07.
2.2	Котельная № 10	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 48 (частично), 49, 50 (частично), «Первомайский» (частично).
2.3	Котельная № 12	Используется в качестве повысительной насосной станции (ПНС) и резервного источника теплоснабжения многопрофильного больничного комплекса.
2.4	Котельная МБК	Покрывает тепловые нагрузки части территории многопрофильного больничного комплекса в границах квартала 47 (частично).
2.5	Котельная № 13	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах квартала 52 (частично), в границах планировочных кварталов 01:22:07, 01:22:09, 01:22:10, 01:23:01 (частично), 01:23:02.
2.6	Котельная № 16	Покрывает тепловые нагрузки территории в границах кварталов 49 (частично), 51, «Первомайский», 52 (частично), в границах планировочных кварталов 01:30:01, 01:31:05.
2.7	Котельная «КОС-14000»	Покрывает тепловые нагрузки территории производственной площадки «КОС-14000».
3	Крышные котельные	
3.1	Котельная 4.1	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Броднева, 28а, в квартале 55 «Алые паруса».
3.2	Котельная 4.2	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Броднева, 28, в квартале 55 «Алые паруса».
3.3	Котельная 4.3	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Подшибякина, 46б, в квартале 55 «Алые паруса».
3.4	Котельная 4.4	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Подшибякина, 46а, в квартале 55 «Алые паруса».
3.5	Котельная 5.1а	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Свердлова, 41, в квартале 11.
3.6	Котельная 5.1б	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Свердлова, 43 в квартале 16.

№ п/п	Наименование источника	Описание зон действия источников тепловой энергии
3.7	Котельная 5.3.2	Покрывает тепловые нагрузки 4-6-этажного многосекционного жилого здания по ул. Свердлова, 42, в квартале 15.
3.8	Котельная 7.1	Покрывает тепловые нагрузки 6-7-этажного многосекционного жилого здания по ул. Губкина, 1, в квартале 45 «Изумрудный».
3.9	Котельная 7.2	Покрывает тепловые нагрузки 7-этажного многосекционного жилого здания по ул. Губкина, 3, в квартале 45 «Изумрудный».
3.10	Котельная 7.3	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Губкина, 1а, в квартале 45 «Изумрудный».
3.11	Котельная 7.4	Покрывает тепловые нагрузки 5-этажного многосекционного жилого здания по ул. Губкина, 3а, в квартале 45 «Изумрудный».
3.12	Котельная 3.9В	Покрывает тепловые нагрузки 9-10-этажного многосекционного жилого здания в квартале «Ямальский», ул. Зои Космодемьянской, 69 (Ямальская 1/1).
3.13	Котельная 5.10С	Покрывает тепловые нагрузки 8-9-этажного многосекционного жилого здания в квартале «Ямальский», ул. Зои Космодемьянской, 69 (Ямальская 1/2).
3.14	Котельная Ямальский-2 (3-9С)	ул. Зои Космодемьянской, 63
4	Источники северной части города (районы Комбинат, Гидропорт, Ангальский Мыс, Мостострой)	
4.1	Котельная № 14	Покрывает тепловые нагрузки части территории поселка Мостострой в границах квартала «Полярный», в границах планировочных кварталов 01:49:09÷ 01:49:17, 01:46:06 (частично).
4.2	Котельная № 22	Покрывает тепловые нагрузки части территории поселка Мостострой в границах квартала «Северный», в границах планировочных кварталов 01:46:06 (частично), 01:46:07, 01:46:08, 01:47:11 (частично), 01:47:12, 01:47:13.
4.3	Котельная № 25	Покрывает тепловые нагрузки территории производственной зоны (база МП «Салехардэнерго», склад ГСМ и т.п.) в границах планировочных кварталов 01:48:01 (частично), 01:49:07.
4.4	Котельная № 28	Покрывает тепловые нагрузки жилых и производственных зданий территории пос. Ангальский Мыс в границах планировочных кварталов 01:49:20, 01:49:21, 01:50:01, 01:50:02 (частично).
4.5	Котельная № 29	Покрывает тепловые нагрузки жилых и производственных зданий территории аэропорта г. Салехарда.
4.6	Котельная № 32	Покрывает тепловые нагрузки территории мыса Корчаги, где находится основной подземный водозабор г. Салехарда.
4.7	Котельная № 35	Покрывает тепловые нагрузки жилищно-коммунального сектора и производственных предприятий территории поселка Комбинат.
4.8	Котельная Администрации ЯНАО	Покрывает тепловые нагрузки здания правительства ЯНАО, здания гостиницы «Юрибей» на правом берегу р. Шайтанки.
4.9	Теплоэнергетический блок на базе теплоэнергетического комплекса: ДЭС-1,	Прокрывает часть тепловых нагрузок территории поселка Мостострой в планировочных кварталах 01:45:05, 01:46:01÷01:46:04, 01:46:05 (частично) 01:47:11, 01:47:14 (частично), 01:49:05.

№ п/п	Наименование источника	Описание зон действия источников тепловой энергии
	ТЭС-14, Пиковая котельная ДЭС-1, ЦТП-ДЭС-1	

1.4.4 Размещение источников тепловой энергии с адресной привязкой на карте поселения, городского округа

Адреса источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго» представлены в табл. 28.

Таблица 28

Адреса источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

№ п/п	Наименование котельной	Адрес
1	Котельная № 5	ул. Комсомольская, 36а
2	Котельная № 6	ул. Республики, 102б
3	Котельная № 7	ул. Республики, 73а
4	Котельная № 8	ул. Зои Космодемьянской, 23а
5	Котельная № 10	ул. Трудовая, 23а
6	Котельная № 11	ул. Подшибякина, 57
7	Котельная № 12 (в резерве)	ул. Подшибякина, 48а
8	Котельная № 13	ул. Патрикеева, 15а
9	Котельная № 14	ул. Полярная, 1б
10	Котельная № 16	ул. Игарская, 27а
11	Котельная № 21 (пиковая)	ул. Броднева, 40б
12	Котельная № 22	ул. Чапаева, 22а
13	Котельная № 25 (дизельное топливо)	ул. Обьездная, 22
14	Котельная № 28	ул. Обская, 41
15	Котельная № 29	ул. Авиационная, 23
16	Котельная № 30	ул. Ленина, 2
17	Котельная № 32 (технолог.)	ВОС-15000 (Корчаги),
18	Котельная № 33 (технолог.)	ул. Деповская, 21 (ГТЭС)
19	Котельная № 34	ул. Республики, 54а (Ледовый дворец)
20	Котельная № 35	ул. Маяковского, 19а
21	Котельная № 36	ул. Совхозная, 11а
22	Котельная МБК (больн. компл.)	-
23	ПК (пиковая котельная ДЭС-1)	ул. Щорса, 19а
24	Котельная КОС (технолог.)	территория КОС-14000,
25	Котельная Администрации ЯНАО	правый берег р. Шайтанка,
26	Крышная котельная 4.1	ул. Броднева, 28а
27	Крышная котельная 4.2	ул. Броднева, 28
28	Крышная котельная 4.3	ул. Подшибякина, 46
29	Крышная котельная 4.4	ул. Подшибякина, 46 а
30	Крышная котельная 5.1а	ул. Свердлова, 41
31	Крышная котельная 5.1б	ул. Свердлова, 43
32	Крышная котельная 5-3.2	ул. Свердлова, 42
33	Крышная котельная 7.1	ул. Губкина, 1
34	Крышная котельная 7.2	ул. Губкина, 3
35	Крышная котельная 7-3	ул. Губкина, 1а
36	Крышная котельная 7.4	ул. Губкина, 3а

№ п/п	Наименование котельной	Адрес
37	Крышная котельная 3-9В	ул. Зои Космодемьянской, 69 (Ямальская 1/1)
38	Крышная котельная 5-10С	ул. Зои Космодемьянской, 69 (Ямальская 1/2)
39	Крышная котельная 3-9С	ул. Зои Космодемьянской, 63 (Ямальский2)

Размещение источников тепловой энергии с адресной привязкой на карте представлено на рис. 7 и 8.

1.4.5 Описание зон действия источников тепловой энергии, выделенных на карте поселения городского округа контурами, внутри которых расположены все объекты потребления тепловой энергии

Описание зон действия источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго» представлено в п. 1.4.3 Описание существующих зон действия котельных в системах теплоснабжения городского округа Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Карта-схема размещения источников тепловой энергии с адресной привязкой представлена в п. 1.4.4 Размещение источников тепловой энергии с адресной привязкой на карте поселения, городского округа Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Формирование зон действия источников тепловой энергии, выделенных на карте поселения городского округа контурами, внутри которых расположены все объекты потребления тепловой энергии, осуществляется в географической информационной системе ZuluGIS с использованием расчетного комплекса ZuluThermo в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

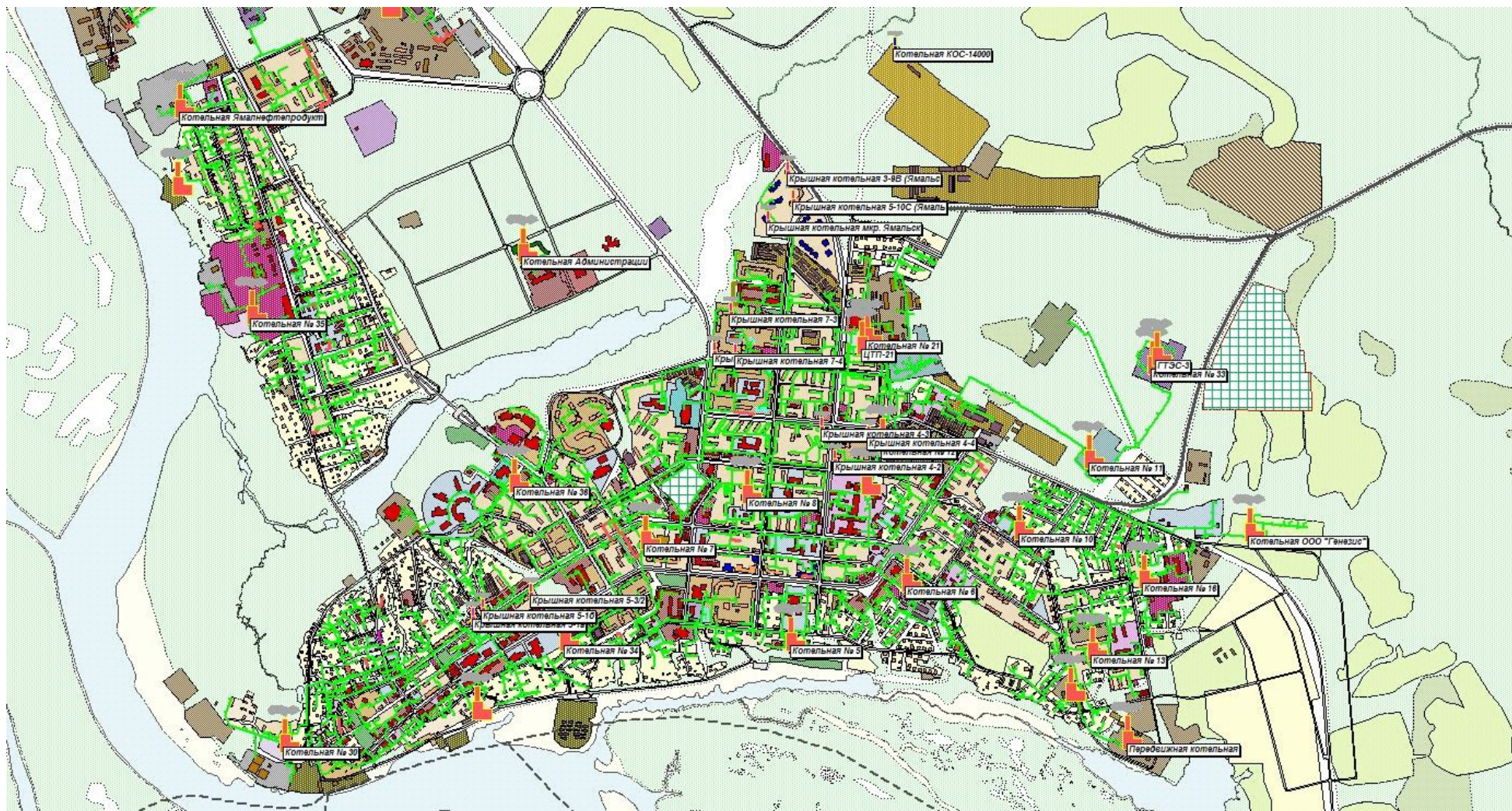


Рисунок 7. Технологические зоны действия котельных южной части города Салехард

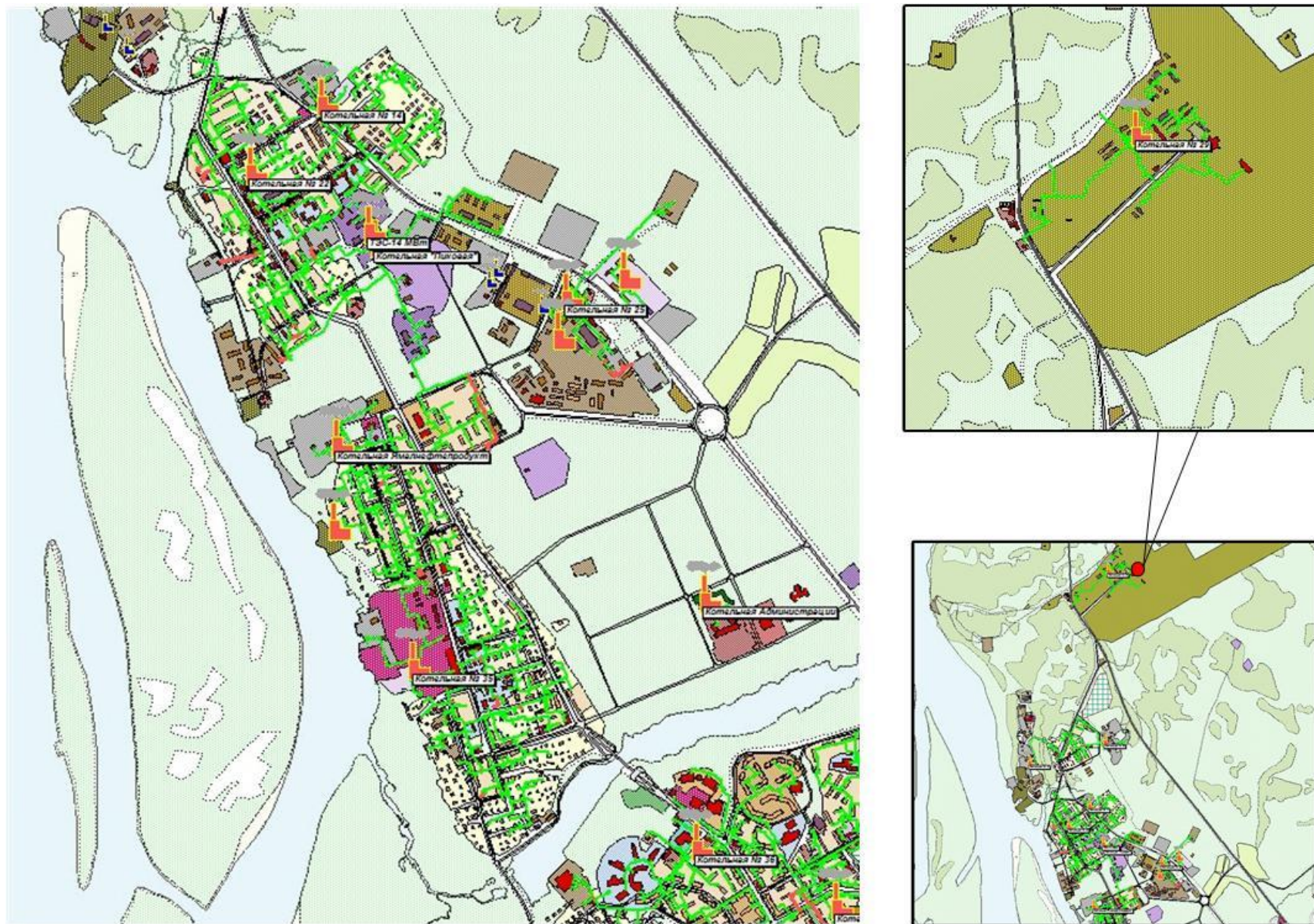


Рисунок 8. Технологические зоны действия котельных северной части города Салехард

1.5 Раздел 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

1.5.1 Схемы присоединения нагрузок потребителей

Схемы присоединения нагрузок потребителей представлены в п. 1.3.11. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии представлены в табл. 29.

Таблица 29

Нагрузки потребителей АО «Салехардэнерго» в 2016 г. по видам потребителей

Наименование источника	Ед. изм.	Нагрузка потребителей 2016 г.
Южная часть	Гкал/ч	116,560
Котельная 5	Гкал/ч	8,303
Население	Гкал/ч	5,917
Бюджет	Гкал/ч	1,793
Прочие	Гкал/ч	0,593
Котельная 6	Гкал/ч	4,120
Население	Гкал/ч	1,88
Бюджет	Гкал/ч	1,365
Прочие	Гкал/ч	0,876
Котельная 7	Гкал/ч	6,195
Население	Гкал/ч	2,846
Бюджет	Гкал/ч	2,649
Прочие	Гкал/ч	0,701
Котельная 8	Гкал/ч	12,012
Население	Гкал/ч	6,975
Бюджет	Гкал/ч	1,634
Прочие	Гкал/ч	1,841
Котельная 10	Гкал/ч	3,276
Население	Гкал/ч	2,265
Бюджет	Гкал/ч	0,233
Прочие	Гкал/ч	0,777
Котельная 11	Гкал/ч	0,103
Бюджет	Гкал/ч	0,103
Котельная 13	Гкал/ч	3,008
Население	Гкал/ч	2,301
Бюджет	Гкал/ч	0,378
Прочие	Гкал/ч	0,329
Котельная 16	Гкал/ч	3,874
Население	Гкал/ч	3,219

Наименование источника	Ед. изм.	Нагрузка потребителей 2016 г.
Бюджет	Гкал/ч	0,27
Прочие	Гкал/ч	0,385
Котельная 21	Гкал/ч	29,675
Население	Гкал/ч	15,516
Бюджет	Гкал/ч	8,848
Прочие	Гкал/ч	5,31
Котельная МБ	Гкал/ч	1,956
Население	Гкал/ч	0,066
Бюджет	Гкал/ч	1,88
Прочие	Гкал/ч	0,01
Котельная 30	Гкал/ч	21,836
Население	Гкал/ч	10,156
Бюджет	Гкал/ч	6,32
Прочие	Гкал/ч	5,36
Котельная 34	Гкал/ч	0,781
Бюджет	Гкал/ч	0,781
Котельная 36	Гкал/ч	21,421
Население	Гкал/ч	13,367
Бюджет	Гкал/ч	7,046
Прочие	Гкал/ч	1,008
<i>Северная часть</i>	<i>Гкал/ч</i>	<i>38,669</i>
Котельная ЦТП	Гкал/ч	5,094
Население	Гкал/ч	2,749
Бюджет	Гкал/ч	1,234
Прочие	Гкал/ч	0,996
Котельная 14	Гкал/ч	3,38
Население	Гкал/ч	2,559
Бюджет	Гкал/ч	0,565
Прочие	Гкал/ч	0,255
Котельная 22	Гкал/ч	5,745
Население	Гкал/ч	4,115
Бюджет	Гкал/ч	0,593
Прочие	Гкал/ч	1,036
Котельная 25	Гкал/ч	0,088
Бюджет	Гкал/ч	0,063
Прочие	Гкал/ч	0,024
Котельная 28	Гкал/ч	4,73
Население	Гкал/ч	3,358
Бюджет	Гкал/ч	0,215
Прочие	Гкал/ч	1,157
Котельная 29	Гкал/ч	3,417
Бюджет	Гкал/ч	0,032
Прочие	Гкал/ч	3,385
Котельная 35	Гкал/ч	13,039
Население	Гкал/ч	9,516
Бюджет	Гкал/ч	1,278
Прочие	Гкал/ч	2,245
Котельная АДМ.ЯНАО	Гкал/ч	3,176
Бюджет	Гкал/ч	3,176

Наименование источника	Ед. изм.	Нагрузка потребителей 2016 г.
Крышные котельные	Гкал/ч	13,704
Котельная 4.1	Гкал/ч	1,545
Население	Гкал/ч	1,51
Бюджет	Гкал/ч	0,027
Прочие	Гкал/ч	0,008
Котельная 4.2	Гкал/ч	1,412
Местный бюджет	Гкал/ч	0,035
Население	Гкал/ч	1,377
Котельная 4.3	Гкал/ч	1,318
Население	Гкал/ч	1,318
Котельная 4.4	Гкал/ч	1,097
Население	Гкал/ч	1,079
Бюджет	Гкал/ч	0,014
Прочие	Гкал/ч	0,003
Котельная 5.1А	Гкал/ч	0,535
Население	Гкал/ч	0,377
Бюджет	Гкал/ч	0,088
Прочие	Гкал/ч	0,071
Котельная 5.1Б	Гкал/ч	0,277
Население	Гкал/ч	0,248
Бюджет	Гкал/ч	0,029
Котельная 5.3.2	Гкал/ч	0,66
Население	Гкал/ч	0,524
Бюджет	Гкал/ч	0,057
Прочие	Гкал/ч	0,08
Котельная 5-10С	Гкал/ч	1,071
Население	Гкал/ч	1,071
Котельная 7.1	Гкал/ч	0,897
Население	Гкал/ч	0,837
Бюджет	Гкал/ч	0,049
Прочие	Гкал/ч	0,011
Котельная 7.2	Гкал/ч	0,695
Население	Гкал/ч	0,629
Бюджет	Гкал/ч	0,064
Прочие	Гкал/ч	0,001
Котельная 7.3	Гкал/ч	0,41
Население	Гкал/ч	0,318
Прочие	Гкал/ч	0,092
Котельная 7.4	Гкал/ч	0,525
Население	Гкал/ч	0,525
Прочие	Гкал/ч	0
Котельная 3-9В	Гкал/ч	0,803
Население	Гкал/ч	0,803
Котельная 3-9С	Гкал/ч	2,459
Население	Гкал/ч	2,459
Общий итог	Гкал/ч	168,933

Источник: Информация отдела реализации АО «Салехардэнерго»

Динамика тепловых нагрузок потребителей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в табл. 30.

Таблица 30

Нагрузки потребителей АО «Салехардэнерго» в 2016 г. по видам потребителей

№ п/п	Наименование источника	Нагрузка 01.01.2014, Гкал/ч	Нагрузка 01.01.2015, Гкал/ч	Нагрузка 01.01.2016, Гкал/ч (план)	Нагрузка по потребителям (данные отдела реализации (договорная) 2016 г., Гкал/ч	Нагрузка на конец 2016 г. с учетом выданных ТУ на подключение и переключения нагрузки
	Южная часть	117,075	117,075	117,799	116,560	123,531
1	ТЭБ ГТЭС	29,710	29,710	29,710	29,675	35,623
	ЦТП-21	28,810	28,810	28,810	28,775	35,530
	ЦТП АТП	0,900	0,900	0,900	0,900	0,093
	ЦТП-12					
2	Котельная 5	8,358	8,358	8,358	8,303	9,560
3	Котельная 6	4,100	4,100	4,100	4,120	3,266
4	Котельная 7	7,500	7,500	7,500	6,195	2,650
5	Котельная 8	11,227	11,227	11,227	12,012	12,587
6	Котельная 10	3,000	3,000	3,100	3,276	3,358
7	Котельная 11	0,400	0,400	0,400	0,103	0,460
9	Котельная 13	2,750	2,750	2,750	3,008	2,859
10	Котельная 16	4,500	4,500	4,500	3,874	4,810
10	Котельная 21	28,810	28,810	28,810	29,675	32,527
11	Котельная МБК	2,040	2,040	2,040	1,956	1,890
12	Котельная 30	21,000	21,000	21,624	21,836	23,650
13	Котельная 34	0,750	0,750	0,750	0,781	0,781
14	Котельная 36	21,740	21,740	21,740	21,421	22,037
	Перспективная котельная на площадке ГТЭС					
	Северная часть	38,720	38,120	38,933	38,669	44,913
	Перспективная котельная ТЭС					
15	ТЭС 14 (ДЭС-1)	6,000	6,000	6,461	5,094	8,428
15.1	ЦТП-1	6,000	6,000	6,461	5,094	8,428
16	Пиковая котельная	6,000	6,000	6,461	5,094	8,428
17	Котельная 14	3,370	3,370	3,370	3,380	3,688
18	Котельная 22	5,990	5,990	5,990	5,745	6,070
19	Котельная 25	0,590	0,590	0,590	0,088	0,570
20	Котельная 28	4,734	4,734	4,734	4,730	4,940
21	Котельная 29	3,301	2,401	2,401	3,417	3,897
22	Котельная 35	12,000	12,300	12,652	13,039	13,700
23	Котельная АДМ ЯНАО	2,735	2,735	2,735	3,176	3,620
	Крышные котельные (Южная часть)	8,360	8,360	8,360	13,704	13,810
24	Котельная 4.1	0,620	0,620	0,620	1,545	1,550
25	Котельная 4.2	0,660	0,660	0,660	1,412	1,070
26	Котельная 4.3	0,450	0,450	0,450	1,318	1,010
27	Котельная 4.4	0,410	0,410	0,410	1,097	0,850

№ п/п	Наименование источника	Нагрузка 01.01.2014, Гкал/ч	Нагрузка 01.01.2015, Гкал/ч	Нагрузка 01.01.2016, Гкал/ч (план)	Нагрузка по потребителям (данные отдела реализации (договорная) 2016 г., Гкал/ч	Нагрузка на конец 2016 г. с учетом выданных ТУ на подключение и переключения нагрузки
28	Котельная 5.1 а	0,420	0,420	0,420	0,535	0,780
29	Котельная 5.1б	0,220	0,220	0,220	0,277	0,640
30	Котельная 5.3.2	0,440	0,440	0,440	0,660	0,980
31	Котельная 7.1	0,700	0,700	0,700	0,897	1,330
32	Котельная 7.2	0,430	0,430	0,430	0,695	1,050
33	Котельная 7.3	0,370	0,370	0,370	0,410	0,770
34	Котельная 7.4	0,440	0,440	0,440	0,525	0,880
35	Ямальский - 2	1,200	1,200	1,200	2,459	1,490
36	Котельная 3-9в (Ямальская 1/1)	1,100	1,100	1,100	0,803	1,410
37	Котельная 5-10с (Ямальская 1/2)	0,900	0,900	0,900	1,071	
	ИТОГО:	164,155	163,555	165,092	168,933	182,254

1.5.2 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Структура полезного отпуска тепловой энергии (мощности) по группам потребителей АО «Салехардэнерго» представлена в табл. 31.

Таблица 31

Структура полезного отпуска тепловой энергии (мощности) по группам потребителей
АО «Салехардэнерго»

№ п/п	Наименование	2015 г. (план)	2016 г. (план)	2017 г. (план)
1.	Всего отпущено потребителям	460 220,0	466 621,0	466 620,6
	отопление и вентиляция	449 251,7	463 375,9	462 839,3
	горячее водоснабжение	10 968,3	3 245,1	3 781,3
	в т.ч.:			
1.1	собственное потребление, всего	8 600,0	8 600,0	8 599,9
	отопление	8 600,0	8 600,0	8 599,9
	горячее водоснабжение	0,0	0,0	
1.2	бюджетные потребители, всего	11 753,0	117 530,0	117 530,0
	отопление	116 492,9	117 528,7	117 530,0
	горячее водоснабжение	1 037,1	1,3	
1.3	население, всего	277 990,0	284 391,0	284 391,0
	отопление	268 118,7	281 204,3	280 649,2
	горячее водоснабжение	9 871,3	3 186,7	3 741,8
1.4	прочие потребители, всего	56 100,0	56 100,0	56 139,2
	отопление	56 040,1	56 041,6	56 099,7
	горячее водоснабжение	59,9	58,4	39,5

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

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не выявлены.

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

Подача тепловой энергии на нужды отопления производится в отопительный период, на нужды ГВС – круглогодично.

Объем потребления тепловой энергии на нужды ГВС в неотапливаемый период по оценке составляет 8,6-9,1% от общего объема тепловой энергии.

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом в по котельным АО «Салехардэнерго» представлено в табл. 32.

Таблица 32

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом по котельным АО «Салехардэнерго»

Наименование	Потребление тепловой энергии, Гкал		
	всего	в отопительный период	в неотапливаемый период
2013 г.	487 589,92	445 620,97	41 968,94
2014 г.	484 029,43	441 773,89	42 255,54
2015 г.	460 554,68	418 752,24	41 802,43

1.5.5 Объем потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Объем потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии представлены в табл. 33 и 34.

Таблица 33

План отпуска теплоты котельными АО «Салехардэнерго» на 2016 г.

Котельная	Отпуск тепловой энергии, Гкал	Структура полезного отпуска, %
Котельные на дизельном топливе		
№25	1 953,40	0,38
Итого:	1 953,40	0,38
Котельные на газе		
№5	33 962,58	6,60
№6	13 574,44	2,64
№8	37 170,79	7,22
№10	9 932,52	1,93
№11	1 329,47	0,26
№13	9 104,81	1,77
№14	11 157,53	2,17
№16	14 898,78	2,90

Котельная	Отпуск тепловой энергии, Гкал	Структура полезного отпуска, %
№21*	55 696,60	10,82
№22	19 831,93	3,85
№28	15 673,51	3,05
№29	7 949,32	1,54
№30	84 095,30	16,34
№34	2 633,72	0,51
№35	40 723,32	7,91
Администр	9 146,45	1,78
№36	72 002,60	13,99
ПК	1 766,79	0,34
МБ(отоп)	6 423,03	1,25
МБ(ГВС)	842,40	0,16
Итого:	447 915,87	87,04
ЦТП-1	18 092,64	3,52
ЦТП-21*	43 661,67	8,48
ЦТП-АТП	3 001,97	0,58
Итого:	514 625,55	100,00

Таблица 34

План отпуска теплоэнергии крышными котельными АО «Салехардэнерго» на 2016 г.

Котельная	Отпуск тепловой энергии, Гкал		
	Отопление	ГВС	Всего
5.1a	1 357,45	87,60	1 445,05
5.1б	662,17	175,20	837,37
5.3-2	1 423,66	87,60	1 511,26
7.1	2 251,37	175,20	2 426,57
7.2	1 390,55	87,60	1 478,15
7.3	1 125,69	262,80	1 388,49
7.4	1 357,45	262,80	1 620,25
4-1	1 953,40	262,80	2 216,20
4-2	2 118,94	175,20	2 294,14
4-3	1 423,66	175,20	1 598,86
4-4	1 291,23	175,20	1 466,43
3-9в	3 310,84	876,00	4 186,84
5-10с	2 648,67	876,00	3 524,67
Ямал2	3 973,01	3 670,44	7 643,45
Всего:	26 288,06	7 349,64	33 637,70

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

Постановлением Правительства ЯНАО от 29.09.2014 № 747-П «Об установлении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению для потребителей муниципального образования город Салехард» утверждены:

– нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению для потребителей муниципального образования город Салехард (табл. 35);

– нормативы расхода топлива для отопления в децентрализованном секторе теплоснабжения для потребителей муниципального образования город Салехард (табл. 36).

Таблица 35

**Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению для потребителей
муниципального образования город Салехард**

Характеристика жилищного фонда муниципального образования	Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению (Гкал на 1 м² общей площади всех жилых и нежилых помещений в многоквартирном доме или жилого дома в месяц)
Многоквартирные и жилые дома в капитальном исполнении от 1 до 4 этажей до 1999 года постройки	0,0394
Многоквартирные и жилые дома в капитальном исполнении от 5 этажей и выше до 1999 года постройки	0,0306
Многоквартирные и жилые дома в капитальном исполнении от 1 до 4 этажей после 1999 года постройки	0,0248
Многоквартирные и жилые дома в капитальном исполнении от 5 этажей и выше после 1999 года постройки	0,0208
Многоквартирные и жилые дома в деревянном и сборно-щитовом исполнении от 1 этажа и выше до 1999 года постройки	0,0563
Многоквартирные и жилые дома в деревянном и сборно-щитовом исполнении от 1 этажа и выше после 1999 года постройки	0,0299

Период, равный продолжительности отопительного периода (количество календарных месяцев, в т.ч. неполных, в отопительном периоде), принятый при определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению для потребителей муниципального образования город Салехард, предоставляемой в жилых и нежилых помещениях, составляет 9,3 месяца.

С даты введения нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению начисление платы за коммунальную услугу по отоплению производится равномерно за все расчетные месяцы календарного года.

Таблица 36

**Нормативы расхода топлива для отопления в децентрализованном секторе теплоснабжения
для потребителей муниципального образования город Салехард**

Вид топлива	Ед. изм.	Норматив (в месяц отопительного периода)
Дрова	м ³ /м ² в месяц	0,047
Уголь	кг/м ² в месяц	19,0

Постановлением Правительства ЯНАО от 24.12.2012 № 1110-П «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению надворных построек, расположенных на земельных участках домовладений, для населения ЯНАО» утверждены нормативы потребления коммунальной услуги по

отоплению (при централизованном теплоснабжении) надворных построек, расположенных на земельных участках домовладений, для населения муниципального образования город Салехард (табл. 37).

Таблица 37

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению (при централизованном теплоснабжении) надворных построек, расположенных на земельных участках домовладений, для населения муниципального образования город Салехард

Вид постройки	Норматив потребления (Гкал в месяц на 1 м² площади отапливаемой надворной постройки)
Гараж	0,032
Баня	0,044
Прочие надворные постройки	0,039

Размер платы за коммунальную услугу по отоплению определяется равномерно за все расчетные месяцы календарного года с применением коэффициента периодичности внесения потребителем платы за коммунальную услугу по отоплению, определяемого путем деления количества месяцев отопительного периода в году на количество календарных месяцев в году.

При расчете тарифа на услуги горячего водоснабжения для потребителей муниципального образования город Салехард, оказываемые АО «Салехардэнерго» на 2016 – 2018 гг., Департаментом тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО применялось количество тепла, необходимое для приготовления 1 м³ горячей воды, определяемое расчетным путем, в размере 0,0743 Гкал/м³.

1.6 Раздел 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, по каждому из выводов от источников

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, по каждому из выводов от источников представлены в Прил. 2 «Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии» Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

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

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и в целом по централизованной системе теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» представлены в п. 1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, по каждому из выводов от источников Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

В базовом периоде дефицит мощности действующих источников отсутствует, резерв мощности составил 30% от располагаемой мощности котлоагрегатов, при нахождении 1 котла в резерве – 16%. При этом по ряду источников при отключении 1 котла выявлен дефицит мощности (котельные № 5, 34, 36), либо присутствует минимальный резерв мощности менее 5% (котельные МБК, № 30). В зоне действия данных источников отсутствуют резервы для подключения перспективных абонентов.

При этом мощность действующих источников когенерации в период расчетных температур не позволяет обеспечить потребителей Южной и Северной части города Салехарда тепловой энергией в полном объеме. ГТЭС работает на единую сеть с котельной № 21. ТЭС-14 (ДЭС-1) работает параллельно с Пиковой котельной. При автономной работе каждого источника возникнет дефицит мощности тепловой энергии.

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

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источников 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 (при их наличии).

Гидравлические режимы тепловых сетей представлены в п. 1.3.5 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Оценка существующих возможностей гидравлических режимов (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от каждого источника к удаленным потребителям приведена в составе Электронной модели системы теплоснабжения (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

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

По результатам проведенного анализа, в настоящее время дефицит тепловой мощности котельных АО «Салехардэнерго» не наблюдается. Недопоставки тепловой энергии в период расчетных температур не зафиксированы.

1.6.5 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

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии представлены в п. 1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, по каждому из выводов от источников Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Расширение технологических зон котельных предусматривается в южной части города Салехарда в рамках переключения потребителей мелких котельных к ЦТП-21.

1.7 Раздел 7. Балансы теплоносителя

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

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.

Расчеты технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя выполняются в соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утв. Приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

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

Расход воды на подпитку сетей АО «Салехардэнерго» представлен в табл. 38.

Таблица 38

Расход воды на подпитку сетей АО «Салехардэнерго»

Котельная №	Вода на подпитку, м³		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельные на дизельном топливе			
№ 25	525,92	763,68	1 479,12
Итого по дизельным котельным	525,92	763,68	1 479,12
Котельные на газе			
№ 5	11 650,70	11 029,00	10 721,69
№ 6	5 402,09	5 467,25	3 266,39
№ 7	8 569,90	9 452,60	5 203,83
№ 8	35 031,20	28 213,60	26 455,55
№ 10	4 519,54	4 851,56	4 116,33
№ 11	1 565,57	1 013,70	1 008,24
№ 13	4 386,62	3 254,60	3 089,41
№ 14	12 864,03	9 387,79	8 790,32

Котельная №	Вода на подпитку, м³		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
№ 16	5 068,57	4 079,98	6 134,02
№ 21	12 999,10	8 487,70	874,29
№ 22	13 332,05	13 517,90	11 967,69
№ 28	7 804,99	9 599,32	7 783,29
№ 29	6 825,02	5 934,00	5 103,37
№ 30	19 044,77	14 887,31	12 715,61
№ 34	52,87	100,38	278,68
№ 35	13 072,86	13 095,73	10 225,01
№ 36	6 904,96	4 837,41	4 573,88
МБК	1 032,00	877,00	1 034,00
Админ.	125,00	220,00	165,00
ПК	0,00	0,00	0,00
Итого по газовым котельным	170 251,84	148 306,84	123 506,60
ГТЭС	128,00	24,10	89,00
ЦТП-1	11 432,41	12 108,16	9 075,54
ЦТП-21	16 283,50	16 455,50	25 519,10
ЦТП АТП		7,89	35,54
№ 32	177,19	399,30	491,04
КОС	728,00	695,00	576,00
ИТОГО:	199 527,00	178 760,47	160 772,00
Крышные котельные			
4.1.	15,00	26,00	8,00
4.2.	38,00	32,00	59,00
4.3.	123,00	120,00	15,00
4.4.	22,00	29,00	52,00
5.1а	86,00	54,00	42,00
5.1б	2,00	4,00	22,00
5-3.2	50,00	41,00	21,00
7.1	40,00	68,00	38,00
7.2	63,00	425,00	10,00
7-3	27,00	59,00	348,00
7-4	6,00	10,00	38,00
3-9В	1,00	16,00	15,00
5-10С	1,00	7,00	12,00
3-9С	8,00	51,00	11,00
Итого по крышным котельным	482,00	942,00	691,00
Всего:	200 009,00	179 702,47	161 463,00
без 33, 32, КОС	198 975,81	178 584,07	160 306,96

1.7.2 Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии с п. 6.17 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» 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.

1.8 Раздел 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным топливом котельных АО «Салехардэнерго» является природный газ (за исключением котельной № 25, работающей на дизельном топливе).

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 18.12.2015 № 344-т «Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую АО «Салехардэнерго» и поставляемую потребителям муниципального образования город Салехард и долгосрочных параметров регулирования тарифов, на 2016 – 2018 гг.» (с изм. от 29.04.2016 № 45-т) АО «Салехардэнерго» установлен удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии на 2016 – 2018 гг. в размере 161,4 кг у.т./Гкал.

Динамика нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии АО «Салехардэнерго» представлена в табл. 39.

Таблица 39

Нормативы удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

Наименование	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Нормативы удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии	кг у.т./Гкал	162,0	162,0	162,0	161,4	161,4	161,4

Фактические удельные расходы топлива на источниках тепловой энергии АО «Салехардэнерго» за 2013 – 2015 гг. представлены в табл. 40.

Таблица 40

Фактические удельные расходы топлива на источниках тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
1	Расход газа	тыс. м³	70 402,87	73 226,71	68 916,26
2	Расход дизельного топлива	т	673,66	529,87	460,18
3	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности:	кг у.т./Гкал	163,30	163,47	163,46
3.1	котельная № 5	кг у.т./Гкал	164,45	164,42	164,35
3.2	котельная № 6	кг у.т./Гкал	164,82	164,65	164,15
3.3	котельная № 7	кг у.т./Гкал	165,68	165,60	165,90

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
3.4	котельная № 8	кг у.т./Гкал	164,03	164,03	163,18
3.5	котельная № 10	кг у.т./Гкал	162,33	162,47	161,79
3.6	котельная № 11	кг у.т./Гкал	162,93	162,43	161,39
3.7	котельная № 12 (в резерве)	кг у.т./Гкал	-	-	-
3.8	котельная № 13	кг у.т./Гкал	162,83	163,15	162,99
3.9	котельная № 14	кг у.т./Гкал	163,98	164,16	164,16
3.10	котельная № 16	кг у.т./Гкал	164,99	165,06	164,67
3.11	котельная № 21	кг у.т./Гкал	163,17	163,12	162,95
3.12	котельная № 22	кг у.т./Гкал	159,65	160,96	160,66
3.13	котельная № 25	кг у.т./Гкал	167,89	167,84	167,70
3.14	котельная № 28	кг у.т./Гкал	164,21	165,01	164,64
3.15	котельная № 29	кг у.т./Гкал	160,51	160,94	160,64
3.16	котельная № 30	кг у.т./Гкал	162,78	163,59	164,27
3.17	котельная № 34	кг у.т./Гкал	167,61	166,55	165,52
3.18	котельная № 35	кг у.т./Гкал	162,95	164,38	164,69
3.19	котельная № 36	кг у.т./Гкал	164,76	165,21	164,57
3.20	котельная МБК	кг у.т./Гкал	161,60	161,61	161,62
3.21	котельная администрации	кг у.т./Гкал	160,87	160,88	160,99
3.22	котельная "Пиковая"	кг у.т./Гкал	167,32	166,72	164,33
3.23	крышная котельная 4-1	кг у.т./Гкал	163,42	163,42	163,22
3.24	крышная котельная 4-2	кг у.т./Гкал	159,81	159,50	159,25
3.25	крышная котельная 4-3	кг у.т./Гкал	155,75	155,75	155,75
3.26	крышная котельная 4-4	кг у.т./Гкал	159,77	159,77	159,77
3.27	крышная котельная 5-1а	кг у.т./Гкал	160,17	160,17	160,17
3.28	крышная котельная 5-1б	кг у.т./Гкал	156,25	156,25	156,25
3.29	крышная котельная 5-3/2	кг у.т./Гкал	157,21	157,21	157,21
3.30	крышная котельная 7-1	кг у.т./Гкал	158,89	158,89	158,89
3.31	крышная котельная 7-2	кг у.т./Гкал	158,94	158,94	158,94
3.32	крышная котельная 7-3	кг у.т./Гкал	156,35	156,35	156,35
3.33	крышная котельная 7-4	кг у.т./Гкал	158,50	158,50	158,50
3.34	крышная котельная 3-9В	кг у.т./Гкал	165,32	165,32	165,16
3.35	крышная котельная 5-10С	кг у.т./Гкал	165,26	165,26	165,12
3.36	крышная котельная мкр. Ямальский-2	кг у.т./Гкал	150,48	152,67	157,07

Источник: Стандарты раскрытия информации по итогам 2013 – 2015 гг.

Фактические расходы топлива в разрезе источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго» за 2013 – 2015 гг. представлены в табл. 41.

Таблица 41

Фактические расходы топлива на источниках тепловой энергии АО «Салехардэнерго»

Котельная №	Фактический расход топлива, т н.т.			Фактический расход топлива, т у.т.		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Котельные на дизельном топливе						
№ 7	11,459	2,689	0,570	16,664	3,911	0,829
№ 10	5,077	0,691	0,498	7,383	1,004	0,724

Котельная №	Фактический расход топлива, т н.т.			Фактический расход топлива, т у.т.		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
№ 11	0,190	0,000	0,000	0,277	0,000	0,000
№ 12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
№ 13	6,062	0,472	0,185	8,816	0,686	0,269
№ 14	9,541	1,657	0,239	13,876	2,410	0,348
№ 16	6,845	0,098	0,000	9,955	0,143	0,000
№ 21	24,829	1,619	1,558	36,108	2,355	2,266
№ 22	13,130	1,398	0,100	19,094	2,033	0,145
№ 25 (дизел.)	501,228	500,777	449,417	728,929	728,274	653,582
№ 28	8,142	0,808	1,231	11,841	1,175	1,790
№ 29	4,687	0,959	0,039	6,816	1,395	0,057
№ 5	8,788	1,145	0,320	12,780	1,665	0,465
№ 6	8,073	0,217	0,140	11,740	0,316	0,204
№ 8	16,801	0,950	1,028	24,433	1,382	1,495
№ 30	5,669	7,209	3,508	8,244	10,485	5,102
№ 31	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
№ 34	1,110	0,250	0,000	1,614	0,364	0,000
№ 35	17,856	7,144	1,350	25,968	10,389	1,963
№ 36	19,019	1,791	0,000	27,659	2,605	0,000
№ 32 (техн.)	4,143	0,716	0,131	6,025	1,041	0,191
№ 33 (техн.)	0,529	0,000	0,000	0,770	0,000	0,000
КОС (техн.)	1,682	0,380	0,177	2,446	0,553	0,257
ЦТП-1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ЦТП-21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Админ.	5,153	0,000	0,000	7,494	0,000	0,000
Итого по дизельным котельным	680,013	530,970	460,491	988,932	772,185	669,687
без техн.	673,659	529,874	460,183	979,691	770,591154 3	669,239
Котельные на газе						
№ 5	3 171,455	3 309,343	3 155,449	3 588,276	3 744,286	3 570,164
№ 6	2 241,011	2 019,337	1 502,698	2 535,543	2 284,736	1 700,194
№ 7	3 198,280	3 148,927	1 855,967	3 618,626	3 562,786	2 099,892
№ 8	6 474,692	6 726,704	6 244,339	7 325,652	7 610,786	7 065,022
№ 10	1 472,534	1 493,385	1 322,967	1 666,068	1 689,660	1 496,842
№ 11	421,060	465,310	492,340	476,399	526,465	557,047
№ 13	1 703,354	1 923,991	1 566,353	1 927,225	2 176,858	1 772,216
№ 14	2 274,439	2 208,560	1 888,007	2 573,364	2 498,828	2 136,143
№ 16	2 425,290	2 531,943	2 057,910	2 744,043	2 864,713	2 328,379
№ 21	10 080,205	10 492,449	7 312,181	11 405,033	11 871,456	8 273,211
№ 22	3 457,988	3 304,712	2 728,006	3 912,466	3 739,046	3 086,544
№ 28	2 812,906	2 825,962	2 522,603	3 182,603	3 197,375	2 854,146
№ 29	1 745,567	1 771,799	1 532,750	1 974,984	2 004,665	1 734,197
№ 30	8 671,076	8 749,854	7 969,026	9 810,703	9 899,834	9 016,384
№ 34	317,074	326,046	270,408	358,747	368,898	305,947
№ 35	5 794,305	5 993,533	5 728,255	6 555,843	6 781,255	6 481,113
№ 36	8 364,070	8 591,020	7 475,002	9 463,348	9 720,126	8 457,431

Котельная №	Фактический расход топлива, т н.т.			Фактический расход топлива, т у.т.		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
МБК	1 058,143	1 180,922	1 034,247	1 197,213	1 336,130	1 170,177
Админ.	1 602,816	1 695,956	1 506,852	1 813,472	1 918,851	1 704,897
ПК	151,797	260,365	230,284	171,748	294,584	260,549
Итого по газовым котельным	67 438,062	69 020,118	58 395,644	76 301,356	78 091,338	66 070,495
ГТЭС	60,540	72,754	20,528	68,499	82,317	23,225
ЦТП-1	0,000	0,000	1 888,466	0,000	0,000	2 136,665
ЦТП-21	0,000	0,000	5 449,799	0,000	0,000	6 166,059
№ 32 (техн.)	1 138,983	1 081,823	1 425,217	1 288,678	1 224,005	1 612,532
КОС (техн.)	650,138	558,336	571,041	735,584	631,717	646,091
ИТОГО:	69 287,723	70 733,031	67 750,695	79 383,049	80 801,563	77 324,754
Крышные котельные						
4.1.	262,827	268,202	261,860	297,370	303,452	296,275
4.2.	225,173	221,789	205,637	254,768	250,940	232,663
4.3.	234,314	213,315	185,407	265,108	241,351	209,776
4.4.	185,080	184,715	171,748	209,404	208,992	194,321
5.1а	169,051	167,293	148,563	191,270	189,281	168,088
5.1б	104,874	108,682	104,485	118,659	122,965	118,217
5-3.2	209,481	207,479	197,776	237,011	234,747	223,769
7.1	295,383	314,211	288,319	334,206	355,508	326,211
7.2	182,849	177,113	166,167	206,881	200,390	188,006
7-3	192,846	199,103	165,448	218,191	225,270	187,192
7-4	208,938	200,819	195,402	236,398	227,213	221,082
3-9В	321,522	320,377	359,233	368,928	362,485	406,445
5-10С	285,420	267,661	243,713	317,784	302,838	275,743
3-9С (Ямал.2)	87,048	1 355,836	488,597	98,488	1 534,032	552,813
Итого по крышным котельным	2 964,806	4 206,595	3 182,355	3 354,466	4 759,464	3 600,601
Всего:	72 252,529	74 939,626	70 933,050	82 737,515	85 561,027	80 925,357
без КОС, 32, 33	70 402,868	73 226,713	68 916,264	80 635,513	83 621,394	78 643,061
КОС, 32, 33	1 849,969	1 712,913	2 016,786			

1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Котельные № 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 16, 21, 22, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, котельная «КОС-14000», а также котельная «Администрации ЯНАО» газифицированы и имеют резервное дизельное топливо.

Крышные котельные № 4-1, 4-2, 4-3, 4-4, 5-1а, 5-1б, 5-3/2, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4, Ямальский 1-1, Ямальский 1-2, Ямальский-2, «МБК», газифицированы, резервный вид топлива не предусмотрен проектными решениями.

В качестве резервного топлива на котельных АО «Салехардэнерго» используется дизельное топливо, хранящееся в стационарных емкостях на территориях котельных.

В связи с тем, что котельные муниципального образования город Салехард используют природный газ, поставляемый по газопроводам, емкости для нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее – НЭЗТ) не предусматриваются и эксплуатационный запас не рассчитывается. Вышеперечисленные котельные относятся ко II категории надежности отпуска тепла, согласно п.1.12 СНиП II-35-76 «Котельные установки».

1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Природный газ поставляется в город Салехард ответвлением от магистрального газопровода высокого давления «Лонг – Юган – Салехард – Лабытнанги – Харп».

Калорийность газа, принятая в расчетах – 7 900 ккал/м³, плотность – 0,675 кг/м³.

Поставщики дизельного топлива – АО «Газпромнефть-ОМПЗ» (Омский НПЗ) и ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка».

Калорийность дизельного топлива – 10 180 ккал/кг.

1.8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Природный газ поставляется по газопроводам. На протяжении последних трех лет снижение подачи газа в период похолоданий отсутствовало. Проблем в поставке дизельного топлива отмечено не было.

1.9 Раздел 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Оценки надежности теплоснабжения проводится на основании следующих нормативных документов:

- Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 (ред. от 23.05.2016) «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации»);

- Приказ Минрегиона России от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» (Зарегистрировано в Минюсте России 28.11.2013 № 30479).

В соответствии с п.7 Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, утв. Приказом Минрегиона России от 26.07.2013 № 310, для оценки надежности системы теплоснабжения используются следующие показатели, установленные в соответствии с п. 123 Правил организации теплоснабжения в РФ, утв. Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808:

- показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройств перемычек;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризующий наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель);
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;
- показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- показатель наличия основных материально-технических ресурсов;

– показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

Анализ и оценка надежности систем теплоснабжения муниципального образования город Салехард в 2015 г.⁷ представлена в табл. 42.

Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности АО «Салехардэнерго», в 2015 г. представлены в табл. 43.

Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности ООО «СК «Галактика», в 2015 г. представлены в табл. 44.

По итогам 2015 г. общая оценка надежности системы теплоснабжения составила:

- системы теплоснабжения котельных № 5, 6, 7, 8, 14, 16, 21, 22, 25, 29, 30, 36, «Администрации ЯНАО» АО «Салехардэнерго» оцениваются как надежные;
- системы теплоснабжения котельных № 10, 11, 13, 28, 32, 35, «КОС-14000» АО «Салехардэнерго» оцениваются как малонадежные;
- системы теплоснабжения «ТЭБ ТЭС-14», котельных № 34, «МБК» АО «Салехардэнерго» оцениваются как ненадежные.
- система теплоснабжения котельной в мкр. Брусничный оценивается как ненадежная.

1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей

По результатам оценки надежности систем теплоснабжения АО «Салехардэнерго» в 2015 г. можно сделать следующие выводы об аварийных отключениях потребителей:

- из 23-х систем теплоснабжения за отопительный сезон было выявлено 10 вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничениями отпуска тепловой энергии потребителям, показатель интенсивности отказов $Иотк_{тс}$ равен 0,063, данный показатель находится в пределах значений до 0,2;
- вынужденных отказов котельной с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям по причине нарушения электроснабжения, водоснабжения или топливоснабжения не выявлено;
- за отопительный период выявлен ряд внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей (недоотпуск тепла в результате внеплановых отключений $Q_{откл}$ составил 12 Гкал; величина относительного недоотпуска тепла составляет 0,002% и находится в диапазоне до 0,1%).

⁷ Источники:

1. Отчет об итогах анализа и оценки надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности АО «Салехардэнерго», в 2015 г.
2. Отчет об итогах анализа и оценки надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности ООО «СК» Галактика», в 2015 г.

Таблица 42

Оценка надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности АО «Салехардэнерго», в 2015 г.
(Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения)

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
1	Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии (K_z)	Из 26-ти источников тепловой энергии систем теплоснабжения 25 обеспечены резервными источниками электроснабжения: котельные №№ 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 16, 21, 22, 25, 28, 29, 30, 32, 35, 36, «МБК», «Администрации ЯНАО», «КОС-14000», «Пиковая», «ТЭБ ГТЭС», ТЭС-14, ДЭС-1.	Источник тепловой энергии системы теплоснабжения не обеспечен резервным (аварийным) источником электроснабжения.
		<i>Значение K_z по данным источникам тепловой энергии принято равным 1</i>	<i>Значение K_z принято равным 0,6</i>
		Котельная № 34 не обеспечена резервным источником электроснабжения.	
		<i>Значение K_z по данному источнику тепловой энергии принято равным 0,6</i>	
2	Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии (K_v)	Из 26-ти источников тепловой энергии котельные №№ 5, 6, 7, 8, 13, 14, 16, 21, 22, 25, 28, 29, 30, 35, «Администрации ЯНАО», «ТЭБ ГТЭС», обеспечены резервным источником водоснабжения.	Источник тепловой энергии системы теплоснабжения обеспечен резервным источником водоснабжения за счет расходной емкости.
		<i>Значение K_v по данным источникам тепловой энергии принято равным 1</i>	<i>Значение K_v принято равным 1</i>
		Котельные №№ 10, 11, 32, 34, 36, «КОС-14000», «МБК», «Пиковая котельная», ТЭС-14, ДЭС-1 не обеспечены резервными источниками водоснабжения.	
		<i>Значение K_v по данным источникам тепловой энергии принято равным 0,6</i>	
3	Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_m)	Из 26-ти источников тепловой энергии работающих на природном газе, резервным видом топлива (дизельное топливо) обеспечены 21 котельные №№ 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 16, 21, 22, 28, 29, 30, 32, «КОС-14000», 34, 35, 36, Администрации ЯНАО, «ТЭБ ГТЭС».	Основным топливом на котельной является природный газ, резервный вид топлива отсутствует.

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
		<i>Значение K_m по данным источникам тепловой энергии принято равным 1</i>	<i>Значение K_m принято равным 0,5</i>
		На котельных «МБК» и «Пиковая котельная», ТЭС-14 резервный вид топлива отсутствует.	
		<i>Значение K_m по данным источникам тепловой энергии принято равным 0,5</i>	
		Котельная № 25 и ДЭС-1 работают на дизельном топливе, использование резервного вида топлива не предусмотрено.	
		<i>Показатель K_m для данных источников тепловой энергии исключается из расчетов</i>	
4	Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_b)	Из 23-х систем теплоснабжения тепловая мощность всех источников тепловой энергии и пропускная способность тепловых сетей соответствуют расчетным тепловым нагрузкам потребителей.	Пропускная способность источника тепловой энергии и тепловых сетей соответствуют расчетным тепловым нагрузкам потребителей.
		<i>По каждой системе теплоснабжения значение K_b принято равным 1</i>	<i>Значение K_b принято равным 1</i>
5	Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p)	Из 23-х систем теплоснабжения у 21 системы резервирование котельных и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек обеспечиваются менее 30% тепловых нагрузок подлежащих резервированию, либо не предусмотрено.	Резервирование котельных и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек не обеспечивается.
		<i>По данным системам теплоснабжения значение K_p принято равным 0,2</i>	<i>Значение K_p принято равным 0,2</i>
		Для системы теплоснабжения котельной № 21 резервирование котельной и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек обеспечивается от 50 до 70% тепловых нагрузок подлежащих резервированию.	

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
		<i>По данной системе теплоснабжения значение K_p принято равным 0,5</i>	
		Для системы теплоснабжения «ТЭБ ТЭС-14» резервирование источников теплоснабжения и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек обеспечивается от 90 до 100% тепловых нагрузок подлежащих резервированию.	
		<i>По данной системе теплоснабжения значение K_p принято равным 1</i>	
6	Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c)	Во всех системах теплоснабжения техническое состояние тепловых сетей находится на среднем уровне. Общая протяженность эксплуатируемых тепловых сетей составляет 141,619 км, в том числе ветхих сетей 53,654 км (38%).	Общая протяженность эксплуатируемых тепловых сетей составляет 1016 м, ветхие сети отсутствуют.
7	Показатель надежности тепловых сетей (K_{mc})	Показатель надежности тепловых сетей определяется как средний по частным показателям соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_6), уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p), технического состояния тепловых сетей (K_c) и относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) и интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк\ mc}$).	Показатель надежности тепловых сетей определяется как средний по частным показателям соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_6), уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p), технического состояния тепловых сетей (K_c), относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) и интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк\ mc}$).
		<i>Исходя из результатов расчетов надежности тепловых сетей в системах теплоснабжения котельных №№ 5, 6, 7, 8, 10, 14, 16, 21, 22, 25, 29, 30, 32, 33, 36, «Администрации ЯНАО», «ТЭБ ТЭС-14» значение K_{mc} находится в пределах от 0,75 – 0,89</i>	<i>Исходя из результата расчета надежности тепловой сети от котельной значение K_{mc} принято равным 0,84.</i>

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
		<i>От котельных №№ 11, 13, 28, 34, 35 значение $K_{мс}$ находится в пределах от 0,5 – 0,74</i>	
8	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк\ tc}$)	Из 23-х систем теплоснабжения за отопительный сезон было выявлено 10 вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничениями отпуска тепловой энергии потребителям, показатель интенсивности отказов $I_{отк\ tc}$ равен 0,063, данный показатель находится в пределах значений до 0,2.	В системе теплоснабжения вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям не выявлено, значение показателя интенсивности отказов тепловых сетей принято равным 0.
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{отк\ tc}$ принято равным 1</i>	<i>Для сетей теплоснабжения значение $K_{отк\ tc}$ принято равным 1</i>
9	Показатель интенсивности отказов теплового источника ($K_{отк\ ит}$)	Вынужденных отказов котельной с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям по причине нарушения электроснабжения, водоснабжения или топливоснабжения не выявлено. Значение показателя интенсивности отказов источника теплоснабжения принято равным 0.	Вынужденных отказов котельных с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям по причине нарушения электроснабжения, водоснабжения или топливоснабжения не выявлено. Значение показателя интенсивности отказов источника теплоснабжения принято равным 0.
		<i>Для всех источников тепловой энергии Значение $K_{отк\ ит}$ принято равным 1</i>	<i>Значение $K_{отк\ ит}$ принято равным 1</i>
10	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$)	За отопительный период выявлен ряд внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей. Недоотпуск тепла в результате внеплановых отключений $Q_{откл}$ составил 12 Гкал. Фактический отпуск тепла за 2014 год составил $Q_{факт}$ 580 645 Гкал. Величина относительного недоотпуска тепла составляет 0,002% и находится в диапазоне до 0,1%.	Внеплановые отключения теплопотребляющих установок потребителей не выявлены. Величина относительного недоотпуска тепла принята равной 0%
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{нед}$ принято равным 1</i>	<i>Значение $K_{нед}$ принято равным 1</i>
11	Показатель укомплектованности ремонтным и	Фактическая численность ремонтного и оперативного персонала 649 чел., плановая нормативная численность составляет 722 чел.	Фактическая численность ремонтного и оперативного персонала 2 чел., плановая нормативная численность составляет 2 чел.

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
	оперативно-ремонтным персоналом (K_n)	<i>Для всех систем теплоснабжения значение K_n принято равным 0,899</i>	<i>Значение K_n принято равным 1</i>
			Численность ремонтного и оперативного персонала является недостаточной для проведения комплекса аварийно-восстановительных работ значительного объема. Рекомендуется расширить штатную численность оперативного и ремонтного персонала.
12	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m)	Фактическое наличие машин, специальных механизмов и оборудования составляет 30 ед. при нормативной плановой потребности 30 ед.	Фактическое наличие машин, специальных механизмов и оборудования составляет 1 ед. при нормативной плановой потребности 1 ед.
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение K_m принято равным 1</i>	<i>Значение K_m принято равным 1</i>
13	Показатель основных материально-технических ресурсов ($K_{тр}$)	Фактическое количество материально-технических ресурсов соответствует плановому номенклатурному значению.	Материально-технические ресурсы не соответствуют плановому номенклатурному значению.
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{тр}$ принято равным 1</i>	<i>Значение $K_{тр}$ принято равным 0</i>
14	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания ($K_{ист}$)	Обеспеченность в данном оборудовании составляет 930 кВт. Потребность в дополнительных передвижных автономных источниках электропитания отсутствует.	Передвижные автономные источники электроснабжения для ведения аварийно-восстановительных работ отсутствуют.
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{ист}$ принято равным 1</i>	<i>Значение $K_{ист}$ принято равным 0</i>
			Автономный источник электроснабжения является необходим для проведения аварийно-восстановительных работ значительного объема, автономного электроснабжения мощного сварочного оборудования и аварийное прикрытие в случае выхода из строя резервных

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
			источников электроснабжения. Рекомендуется сформировать парк аварийных источников электроснабжения за счет передвижной дизель-генераторной установки мощностью от 30 до 100 кВт.
15	Показатель готовности к проведению восстановительных работ (K_{гот})	Общий показатель готовности к проведению восстановительных работ в системе теплоснабжения принят исходя из полученных результатов по определению показателей:	
		– укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (K_n);	
		– оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m);	
		– наличия основных материально-технических ресурсов ($K_{тр}$);	
		– укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ ($K_{ист}$).	
		по формуле: $K_{гот} = 0,25 \cdot K_n + 0,35 \cdot K_m + 0,3 \cdot K_{тр} + 0,1 \cdot K_{ист}$	
		0,25·0,899+0,35·1+0,3·1+0,1·1=0,975	0,25·1+0,35·1+0,3·0+0,1·0=0,6
		Исходя из установленных критериев принимается оценка «удовлетворительная готовность» теплоснабжающей организации к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения.	Исходя из установленных критериев принимается оценка «неготовность» теплоснабжающей организации к проведению восстановительных работ в системе теплоснабжения.
16	Показатель бесперебойного теплоснабжения (K_ж)	Жалоб от потребителей на работу систем теплоснабжения в отопительный период 2014/2015 годов в адрес теплоснабжающей организации не поступало.	Жалоб от потребителей на работу систем теплоснабжения в отопительный период 2014/2015 годов в адрес теплоснабжающей организации не поступало.
		<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{ж}$ принято равным 1</i>	<i>Для всех систем теплоснабжения значение $K_{ж}$ принято равным 1.</i>
17	Оценка надежности систем теплоснабжения	Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения	Сводные результаты расчетов показателей надежности системы теплоснабжения
17.1	Оценка надежности источников тепловой энергии	Исходя из полученных результатов по определению показателей надежности электроснабжения, водоснабжения, топливоснабжения источников тепловой энергии, а также наличия актов готовности к работе в отопительный период 2015/2016 годов:	Исходя из полученных результатов по определению показателей надежности электроснабжения, водоснабжения, топливоснабжения источника тепловой энергии, а также наличия паспортов

№ п/п	Наименование	АО "Салехардэнерго"	ООО "СК "Галактика"
		– по котельным № 5, 6, 7, 8, 13, 14, 16, 21, 22, 25, 28, 29, 30, 35, 36, «Администрации ЯНАО», а также «ТЭБ ГТЭС» $K_3=1$, $K_B=1$, $K_T=1$, $K_H=1$. <i>Данные источники тепловой энергии оцениваются как высоконадежные;</i> – по котельным №№ 10, 11, 32, «КОС-14000» и «МБК», а также ДЭС-1 $K_3=1$, $K_B=0,6$, $K_T=1$, $K_H=1$. <i>Данные источники тепловой энергии оцениваются как малонадежные;</i> – по котельной № 34 $K_3=0,6$, $K_B=0,6$, $K_T=1$, $K_H=1$ – по ТЭС-14, котельным МБК и «Пиковая» $K_3=1$, $K_B=0,6$, $K_T=0,6$, $K_H=1$ <i>Данные источники тепловой энергии оцениваются как ненадежные.</i>	готовности к работе в отопительный период 2015/2016 годов $K_3=0,6$, $K_B=1$, $K_T=0,5$, $K_H=1$. Данный источник тепловой энергии оценивается как ненадежный.
17.2	Оценка надежности тепловых сетей	Исходя из полученных результатов расчетов надежности тепловых сетей от источников тепловой энергии значение $K_{тс}$ – по котельным №№ 55, 6, 7, 8, 10, 14, 16, 21, 22, 25, 29, 30, 32, 33, 36, «Администрации ЯНАО», «ТЭБ ТЭС-14» значение $K_{тс}$ находится в пределах от 0,75 – 0,89, тепловые сети оцениваются как надежные; – по котельным №№ 11, 13, 28, 34, 35 значение $K_{тс}$ находится в пределах от 0,5 – 0,74, тепловые сети оцениваются как малонадежные.	Исходя из полученных результатов расчетов надежности тепловых сетей от котельной значение $K_{тс}$ находится в пределах от 0,75 до 0,89, тепловые сети оцениваются как надежные.
17.3	Общая оценка надежности системы теплоснабжения	Из 23-х систем теплоснабжения: системы теплоснабжения котельных №№ 5, 6, 7, 8, 14, 16, 21, 22, 25, 29, 30, 36, «Администрации ЯНАО» оцениваются как надежные; системы теплоснабжения котельных №№ 10, 11, 13, 28, 32, 35, «КОС-14000» оцениваются как малонадежные; системы теплоснабжения «ТЭБ ТЭС-14», котельных № 34, «МБК», оцениваются как ненадежные.	В целом система теплоснабжения котельной оценивается как ненадежная

Таблица 43

Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности АО «Салехардэнерго», в 2015 г.

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Показатели надежности источников тепловой энергии					Оценка надежности источника тепловой энергии		Показатели надежности тепловой сетей					Оценка надежности тепловой сети		Общая оценка надежности систем тепло- снабжения	Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению АВР (K _{гот})					Показатель бесперебойного теплоснабжения (K _ж)
		K _з	K _в	K _т	K _п	K _{отк ти}	Значе- ние	Оцен- ка*	K _б	K _р	K _с	K _{отк те}	K _{нед}	Значе- ние	Оцен- ка*		K _п	K _м	K _{тр}	K _{ист}	K _{гот}	
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Котельная №5	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,573	1	1	0,7546	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
2	Котельная №6	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,792	1	1	0,79	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
3	Котельная №7	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,578	1	1	0,75	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
4	Котельная №8	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,752	1	1	0,79	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
5	Котельная №10	1	0,6	1	1	1	0,6	МН	1	0,2	0,575	1	1	0,75	Н	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
6	Котельная №11	1	0,6	1	1	1	0,6	МН	1	0,2	0,495	1	1	0,74	МН	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
7	Котельная №13	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,472	1	1	0,73	МН	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
8	Котельная №14	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,626	1	1	0,76	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
9	Котельная №16	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,625	1	1	0,76	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
10	Котельная №21	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,5	0,642	1	1	0,89	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
	ТЭБ ГТЭС	1	1	1	1	1	1	ВН														
11	Котельная №22	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,659	1	1	0,77	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
12	Котельная №25	1	1	-	1	1	1	ВН	1	0,2	0,554	1	1	0,75	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
13	Котельная №28	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,52	1	1	0,74	МН	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
14	Котельная №29	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,591	1	1	0,76	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
15	Котельная №30	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,583	1	1	0,76	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1
16	Котельная №32	1	0,6	1	1	1	0,6	МН	1	0,2	0,599	1	1	0,76	Н	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
17	Котельная №34	0,6	0,6	1	1	1	0,6	НН	1	0,2	0,483	1	1	0,74	МН	НН	0,899					
18	Котельная №35	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,519	1	1	0,74	МН	МН	0,899					
19	Котельная №36	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,682	1	1	0,78	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Показатели надежности источников тепловой энергии					Оценка надежности источника тепловой энергии		Показатели надежности тепловой сетей					Оценка надежности тепловой сети		Общая оценка надежности систем тепло- снабжения	Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению АВР (K _{гот})					Показатель бесперебойного теплоснабжения (K _ж)
		K _с	K _в	K _т	K _п	K _{отк ти}	Значе- ние	Оцен- ка*	K _б	K _р	K _с	K _{отк тс}	K _{нед}	Значе- ние	Оцен- ка*		K _п	K _м	K _{тр}	K _{ист}	K _{гот}	
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
20	Котельная МБК	1	0,6	0,5	1	1	0,5	НН	1	0,2	0,697-	1	1	0,779	Н	НН	0,899	1	1	1	0,975	1
21	ТЭС-14 (ТЭБ ТЭС-14)	1	0,6	0,5	1	1	0,5	НН	1	1	1	1	1	0,93	Н	НН	0,899	1	1	1	0,975	1
	ДЭС-1 (ТЭБ ТЭС-14)	1	0,6	-	1	1	0,6	МН														
	Котельная «Пиковая»	1	0,6	0,5	1	1	0,5	НН														
	(ТЭБ ТЭС-14)	1	0,6	0,5	1	1	0,5	НН														
22	Котельная «КОС-14000»	1	0,6	1	1	1	0,6	МН	1	0,2	0,7	1	1	0,78	Н	МН	0,899	1	1	1	0,975	1
23	Котельная «Администрации ЯНАО»	1	1	1	1	1	1	ВН	1	0,2	0,85	1	1	0,81	Н	Н	0,899	1	1	1	0,975	1

Примечание:

ВН - высоконадежная

Н – надежная

МН – малонадежная

НН - ненадежная

Таблица 44

Сводные результаты расчетов показателей надежности систем теплоснабжения, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности ООО «СК» Галактика», в 2015 г.

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	Показатели надежности источников тепловой энергии					Оценка надежности источника тепловой энергии		Показатели надежности тепловой сетей					Оценка надежности тепловой сети		Общая оценка надежности систем тепло- снабжения	Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению АВР (K _{гот})					Показатель бесперебойного теплоснабжения (K _ж)
		K _э	K _в	K _т	K _п	K _{отк ти}	Значе- ние	Оцен- ка*	K _б	K _р	K _с	K _{отк те}	K _{нед}	Значе- ние	Оцен- ка*		K _п	K _м	K _{тр}	K _{ист}	K _{гот}	
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Котельная	0,6	1	0,5	1	1	0,5	НН	1	0,2	1	1	1	0,84	Н	НН	1	1	0	0	0,6	1

Примечание:

ВН - высоконадежная

Н – надежная

МН – малонадежная

НН - ненадежная

По результатам оценки надежности систем теплоснабжения ООО «СК «Галактика» в 2015 г. можно сделать следующие выводы об аварийных отключениях потребителей в мкр. Брусничный:

- в системе теплоснабжения вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям не выявлено;
- вынужденных отказов котельных с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям по причине нарушения электроснабжения, водоснабжения или топливоснабжения не выявлено;
- внеплановые отключения теплопотребляющих установок потребителей не выявлены.

Информация об отказах (авариях, инцидентах) на источниках тепловой энергии представлена в п. 1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Информация об отказах (авариях, инцидентах) на тепловых сетях представлена в п. 1.3.1 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Информация о времени восстановления теплоснабжения после аварийных отключений представлена в п. 1.3.2 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

1.9.4 Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

К зонам ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения относятся участки тепловых сетей, имеющие более 1 повреждения за предыдущие 5 лет, и эксплуатируемые свыше нормативного срока.

Зоны ненормативной надежности определяются на основании данных о сроках эксплуатации сетей и аварийности отдельных участков.

Формирование и уточнение зон ненормативной надежности производится по результатам диагностических обследований сетей теплоснабжения в рамках мероприятий по проведению 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.

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

Зоны ненормативной надежности определяются в составе Электронной модели системы теплоснабжения с применением геоинформационных систем и программно-расчетных комплексов (Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

1.10 Раздел 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

Стандарты раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования утверждены Постановлением Правительства РФ от 05.07.2013 № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Информация о результатах финансово-хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций муниципального образования город Салехард за 2015 г. представлена в табл. 45.

Таблица 45

Результаты финансово-хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций муниципального образования город Салехард за 2015 г.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард-энерго"	ООО "СК "Галактика"
1	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	1 318 848,64	2 313,60
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	1 192 126,89	2 672,70
	в т.ч. внутрихозяйственный оборот	тыс. руб.	29 953,40	
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00	0,00
2.2	расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки	тыс. руб.	228 652,93	1 277,00
2.2.1	газ		211 133,93	929,47
	объем	тыс. м³	68 916,26	314,51
	стоимость 1000 м³	руб./1000 м³	3 063,63	2 955,30
	техническое обслуживание	тыс. руб.		26,64
	стоимость доставки	тыс. руб.		328,91
2.2.2	дизельное топливо		16 166,96	
	объем	т	460,18	
	стоимость 1 т	руб./т	35 131,58	
2.3	расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт·ч), и объем приобретения электрической энергии	тыс. руб.	119 563,14	50,40

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
	объем	тыс. кВт·ч	22 586,95	9,44
	стоимость 1 кВт·ч	руб./кВт·ч	5,29	5,34
2.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	21 476,66	32,00
2.5	расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	710,18	0,00
2.6	расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	333 575,04	759,10
2.7	отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	96 776,61	179,20
2.8	расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	76 388,15	0,00
2.9	отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	18 747,40	0,00
2.10	расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	133 834,47	375,00
2.11	расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.		0,00
2.12	общепроизводственные расходы, в т.ч. отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.		0,00
2.13	общехозяйственные расходы, в т.ч. отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	33 639,80	0,00
2.14	расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в т.ч. информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс. руб.	29 059,08	0,00
2.15	прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб.	99 703,45	
3	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	-	0,00

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
4	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)), а так же стоимости их переоценки	тыс. руб.	-1 718,42	0,00
5	Валовая прибыль от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	156 675,15	-359,10

Источник: Стандарты раскрытия информации

1.10.2 Оценка полноты раскрытия информации каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

Формы предоставления информации, подлежащей раскрытию теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями утверждены Приказом Департамента цен и тарифов ЯНАО от 25.10.2013 № 168-т «Об утверждении форм предоставления информации, подлежащей раскрытию теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и правил заполнения данных форм».

Формы предоставления информации, подлежащей раскрытию теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями включают:

- Форма 4.1. Общая информация о регулируемой организации;
- Форма 4.2. Информация о тарифах на тепловую энергию (мощность);
- Форма 4.3. Информация о тарифах на теплоноситель, поставляемый потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
- Форма 4.4. Информация о тарифах на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- Форма 4.5. Информация о плате за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- Форма 4.6. Информация о плате за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- Форма 4.7. Информация о тарифах на горячую воду, поставляемую потребителям, другим теплоснабжающим организациям с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- Форма 4.8. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации;
- Форма 4.9. Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;
- Форма 4.10. Информация об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации:
 - 4.10.1. Потребности в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы;

- 4.10.2. Показатели эффективности реализации инвестиционной программы;
- 4.10.3. Информация об использовании инвестиционных средств за отчетный год;
- 4.10.4. Внесение изменений в инвестиционную программу;
- Форма 4.11. Информация о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- Форма 4.12. Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
- Форма 4.13. Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения;
- Форма 4.14. Информация о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- Форма 4.15. Информация о предложении регулируемой организации об установлении тарифов в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования.

В раскрытии информации за 2015 г. АО «Салехардэнерго» представлены формы 4.1, 4.2, 4.6, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15.

В раскрытии информации за 2015 г. ООО «СК «Галактика» представлены формы 4.1, 4.2, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13.

По данным отчета Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО за 2015 г. о проведении систематического наблюдения и анализа за соблюдением стандартов раскрытия информации у АО «Салехардэнерго» и ООО «СК «Галактика» не выявлено признаков нарушений требований стандартов раскрытия информации, в т.ч в части выполнения следующих требований:

1. источник опубликования, размещения, использованный субъектом контроля (надзора);
2. направление уведомления в орган государственного контроля (надзора) об источнике опубликования, размещения;
3. сроки и периодичность опубликования, размещения;
4. полнота раскрытия
5. соблюдение форм раскрытия, утвержденных приказом ФСТ России, правил заполнения форм раскрытия.

По данным Справки Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО о проведении систематического наблюдения и анализа за соблюдением стандартов раскрытия информации по факту за 1 квартал 2016 г. информация раскрыта всеми регулируемыми организациями в полном объеме.

1.10.3 Техничко-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации

Техничко-экономические показатели работы каждой теплоснабжающей организации муниципального образования город Салехард за 2015 г. представлены в табл. 46.

Таблица 46

Техничко-экономические показатели работы теплоснабжающих организаций муниципального образования город Салехард за 2015 г.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
	Вид деятельности		Производство и передача тепловой энергии	Производство и передача тепловой энергии
	Количество теплоэлектростанций с указанием их установленной электрической и тепловой мощности	ед.	1	
	электрическая мощность	кВт	1750	
	тепловая мощность	кВт	1800	
	Количество котельных с указанием их установленной тепловой мощности	ед.	36	1
		Гкал/ч	332,00	0,86
	Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	310,006	2,016
	Количество центральных тепловых пунктов	ед.	3	-
1	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	1 318 848,64	2 313,60
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	1 192 126,89	2 672,70
3	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	-	0,00
4	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)), а так же стоимости их переоценки	тыс. руб.	-1 718,42	0,00
5	Валовая прибыль от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	156 675,15	-359,10
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от		сайт АО «СЭ»	усн

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
	регулируемой деятельности которой превышает 80% совокупной выручки за отчетный год)			
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч. по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	331,98	0,86
	Модульная котельная водогрейная МК-В-1,0	Гкал/ч		0,86
	котельная № 5	Гкал/ч	10,32	
	котельная № 6	Гкал/ч	6,88	
	котельная № 7	Гкал/ч	15,00	
	котельная № 8	Гкал/ч	18,92	
	котельная № 10	Гкал/ч	6,88	
	котельная № 11	Гкал/ч	3,44	
	котельная № 12 (в резерве)	Гкал/ч	10,32	
	котельная № 13	Гкал/ч	8,60	
	котельная № 14	Гкал/ч	6,88	
	котельная № 16	Гкал/ч	8,60	
	котельная № 21	Гкал/ч	47,68	
	котельная № 22	Гкал/ч	12,47	
	котельная № 25	Гкал/ч	3,44	
	котельная № 28	Гкал/ч	8,60	
	котельная № 29	Гкал/ч	16,00	
	котельная № 30	Гкал/ч	40,00	
	котельная № 34	Гкал/ч	0,86	
	котельная № 35	Гкал/ч	30,00	
	котельная № 36	Гкал/ч	33,00	
	котельная МБК	Гкал/ч	5,16	
	котельная администрации	Гкал/ч	8,42	
	котельная "Пиковая"	Гкал/ч	5,16	
	крышная котельная 4-1	Гкал/ч	2,58	
	крышная котельная 4-2	Гкал/ч	2,15	
	крышная котельная 4-3	Гкал/ч	1,38	
	крышная котельная 4-4	Гкал/ч	1,72	
	крышная котельная 5-1а	Гкал/ч	1,72	
	крышная котельная 5-1б	Гкал/ч	1,03	
	крышная котельная 5-3/2	Гкал/ч	1,38	
	крышная котельная 7-1	Гкал/ч	2,58	
	крышная котельная 7-2	Гкал/ч	2,16	
	крышная котельная 7-3	Гкал/ч	1,38	
	крышная котельная 7-4	Гкал/ч	1,38	
	крышная котельная 3-9В	Гкал/ч	2,26	
	крышная котельная 5-10С	Гкал/ч	1,67	
	крышная котельная мкр. Ямальский-2	Гкал/ч	1,96	
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	165,09	0,86

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
9	Объем вырабатываемой тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	507,55	1,08
10	Объем приобретаемой тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал		0,00
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. Гкал	445,96	1,08
	определенном по приборам учета	тыс. Гкал	208,68	
	определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	237,29	
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом	Ккал/ч.мес.	60,55	
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	49,28	0,42
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	611,10	2,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	70,48	0,00
16	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	163,46	113,46
	Модульная котельная водогрейная МК-В-1,0			113,46
	котельная № 5		164,35	
	котельная № 6		164,15	
	котельная № 7		165,90	
	котельная № 8		163,18	
	котельная № 10		161,79	
	котельная № 11		161,39	
	котельная № 12 (в резерве)		-	
	котельная № 13		162,99	
	котельная № 14		164,16	
	котельная № 16		164,67	
	котельная № 21		162,95	
	котельная № 22		160,66	
	котельная № 25		167,70	
	котельная № 28		164,64	
	котельная № 29		160,64	
	котельная № 30		164,27	

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "Салехард- энерго"	ООО "СК "Галактика"
	котельная № 34		165,52	
	котельная № 35		164,69	
	котельная № 36		164,57	
	котельная МБК		161,62	
	котельная администрации		160,99	
	котельная "Пиковая"		164,33	
	крышная котельная 4-1		163,22	
	крышная котельная 4-2		159,25	
	крышная котельная 4-3		155,75	
	крышная котельная 4-4		159,77	
	крышная котельная 5-1а		160,17	
	крышная котельная 5-1б		156,25	
	крышная котельная 5-3/2		157,21	
	крышная котельная 7-1		158,89	
	крышная котельная 7-2		158,94	
	крышная котельная 7-3		156,35	
	крышная котельная 7-4		158,50	
	крышная котельная 3-9В		165,16	
	крышная котельная 5-10С		165,12	
	крышная котельная мкр. Ямальский-2		157,07	
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	кВт·ч/Гкал	44,50	114,19
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	м³/Гкал	0,35	0,62

Источник: Стандарты раскрытия информации

1.10.4 Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии каждой теплоснабжающей организации

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии теплоснабжающей организации представляют собой состав калькуляции расходов на осуществление производственной деятельности (структура себестоимости).

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии теплоснабжающих организаций за 2015 г. представлены в п. 1.10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи

и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии теплоснабжающих организаций на момент разработки Схемы теплоснабжения представлены в п. 1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения Книги 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

1.11 Раздел 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 18.12.2015 № 344-т (с изм. от 29.04.2016 № 45-т) установлены тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую АО «Салехардэнерго» и поставляемую потребителям муниципального образования город Салехард и долгосрочных параметров регулирования тарифов, на 2016 – 2018 гг.

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 22.03.2016 № 22-т установлены тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую ООО «Генезис» и поставляемую потребителям, на 2016 г.

Уровень и динамика тарифов на тепловую энергию для потребителей муниципального образования город Салехард представлены в табл. 47.

1.11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура цен (тарифов) АО «Салехардэнерго, установленных на момент разработки Схемы теплоснабжения, представлена в табл. 48.

ООО «Генезис» предложена необходимая валовая выручка на 2016 г. в размере 8 098,36 тыс. руб., годовой объем полезного отпуска тепловой энергии (теплоносителя) - 2,44 тыс. Гкал.

Таблица 47

Уровень и динамика тарифов на тепловую энергию для потребителей муниципального образования город Салехард

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Темп роста 2016/2012 гг., %
			с 01.01	с 01.07	с 01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	
1	АО "Салехардэнерго" (до декабря 2015 г. - МП "Салехардэнерго")																	
	Тариф на тепловую энергию (горячая вода), однотарифный	руб./Гкал																
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии (без НДС)	руб./Гкал	2 022	2 143	2 230	2 230	2 542	2 542	2 902	2 902	3 179	3 218	3 387	3 387	3 501	3 501	3 667	168
	темп роста	%		106	104	100	114	100	114	100	110	101	105	100	103	100	105	
	Льготный тариф на тепловую энергию (горячая вода), однотарифный	руб./Гкал																
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	руб./Гкал										1 020,34	1 112,71					
	темп роста	%											109					
	Население (с НДС)	руб./Гкал	1 141			1 141	1 204	1 204	1 204	1 204		1 204	1 313					115
	темп роста	%				100	106	100	100	100		100	109					
2	ООО "СК "Галактика" (до 31.03.2016)																	

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Темп роста 2016/2012 гг., %
			с 01.01	с 01.07	с 01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	
	Тариф на тепловую энергию (горячая вода), одноставочный	руб./Гкал																
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии (без НДС)	руб./Гкал	2 044			2 044		2 044	2 177	2 177	2 266	2 266	2 359					115
	темп роста	%				100		100	107	100	104	100	104					
	Льготный тариф на тепловую энергию (горячая вода), одноставочный	руб./Гкал																
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	руб./Гкал								1 020,34		1 020,34	1 066,10					
	темп роста	%									100	100	104					
	Население (с НДС)	руб./Гкал	1 141			1 141		1 204	1 204	1 204	1 204	1 204	1 258					110
	темп роста	%				100		106	100	100	100	100	104					
3	ООО "Гнезис" (с 01.04.2016)																	
	Тариф на тепловую энергию (горячая вода), одноставочный	руб./Гкал																
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии (без НДС)	руб./Гкал										3 319	3 343					

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2012 г.			2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		Темп роста 2016/2012 гг., %
			с 01.01	с 01.07	с 01.09	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	с 01.01	с 01.07	
	темп роста	%											101					
	Льготный тариф на тепловую энергию (горячая вода), одноставочный	руб./Гкал																
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	руб./Гкал										1 020,34	1 066,10					
	темп роста	%											104					
	Население (с НДС)	руб./Гкал										1 204	1 258					
	темп роста	%											104					

Таблица 48

Структура цен (тарифов) АО «Салехардэнерго, установленных на момент разработки Схемы теплоснабжения

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
	Натуральные показатели								
1	Вид топлива 1	-	природный газ	природный газ	природный газ	природный газ	природный газ	природный газ	природный газ
2	Вид топлива 2	-	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное	дизельное
3	Протяженность сетей	км	155,00	155,00	155,00	155,02	155,02	155,02	155,02
	на подключенную нагрузку	км/Гкал/ч	0,95	0,95	0,95	1,16	1,16	1,16	1,16
4	Установленная мощность	Гкал/ч	371,89	371,89	371,89	371,89	371,89	371,89	371,89
5	Подключенная нагрузка	Гкал/ч	163,97	163,97	163,97	133,17	133,17	133,17	133,17
6	Резерв	%	55,91	55,91	55,91	64,19	64,19	64,19	64,19
7	Коэф. использования установлен. мощности	%	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28	18,28
8	Выработка + покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66
9	Выработано энергии	тыс. Гкал	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66	540,66
	в том числе:								
	на газе	тыс. Гкал	446,25	446,25	446,25	446,25	446,25	446,25	446,25
	на дизельном топливе	тыс. Гкал	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
	на утилизированном тепле	тыс. Гкал	92,03	92,03	92,03	92,03	92,03	92,03	92,03
10	Покупка энергии	тыс. Гкал							
11	Расход на с/н	тыс. Гкал	13,88	13,88	13,88	13,88	13,88	13,88	13,88
		%	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
12	Отпуск энергии в сеть	тыс. Гкал	526,78	526,78	526,78	526,78	526,78	526,78	526,78
13	Потери в сети	тыс. Гкал	60,16	60,16	60,16	60,162	60,162	60,162	60,162
		%	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42	11,42
	на 1 км сетей	Гкал/км	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
14	Объем услуг (полезный отпуск)	тыс. Гкал	466,62	466,62	466,62	466,62	466,62	466,62	466,62
	в том числе:								
	внутрицеховые нужды	тыс. Гкал	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
	население	тыс. Гкал	284,39	284,39	284,39	284,39	284,39	284,39	284,39
	бюджет	тыс. Гкал	117,53	117,53	117,53	117,53	117,53	117,53	117,53
	сторонние потребители	тыс. Гкал	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10
	Себестоимость тепловой энергии								
1	Теплоэнергия полученная со стороны	тыс. руб.	0,00	0,00		22 200,22	26 255,35	27 043,04	27 854,27
2	Топливо	тыс. руб.	256 510,40	256 510,40	0,00	158 833,43	162 715,62	168 000,26	173 412,84
	Выработано теплоэнергии (газ)	тыс. руб.	213 045,67	213 045,67	0,00	147 916,76	149 709,93	154 201,22	158 827,26
	Количество газа	тыс. м³	77 412,88	77 412,88		61 758,07	61 283,69	61 283,69	61 283,69
	Цена за 1000 м³	руб.	2 752,07	2 752,07		2 395,10	2 442,90	2 516,19	2 591,67
	Удельный расход топлива	м³/Гкал	173,47	173,47	0,00	138,39	137,33	137,33	137,33
	Выработано теплоэнергии на дизельном топливе	тыс. руб.	13 323,50	13 323,50	0,00	10 916,67	13 005,69	13 799,04	14 585,58
	Количество диз. топлива	т	295,35	295,35	295,35	263,78	295,35	295,35	295,35
	Цена за 1 т	руб.	45 110,20	45 110,20		41 385,50	44 034,17	46 720,26	49 383,31
	Удельный расход топлива	кг/Гкал	124,10	124,10	124,10	110,83	124,10	124,10	124,10
	Выработано теплоэнергии на утилизированном тепле	тыс. руб.	30 141,23	30 141,23					
	Количество	т	10 952,20	10 952,20					
	Цена за 1т	руб.	2 752,07	2 752,07					

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
	Удельный расход топлива	кг/Гкал							
	Средний удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	161,60	161,60		161,40	161,40	161,40	161,40
3	Транспортировка топлива	тыс. руб.	66 085,28	66 085,28	0,00	48 966,27	55 161,12	56 882,11	58 649,71
	Услуга ГРО	руб./1000 м³	828,16	828,16		766,67	865,27	891,23	917,97
	Цена за 1 т диз.топ.	руб.	6 686,99	6 686,99		6 134,85	7 225,18	7 665,92	8 102,87
	Цена за 1 т нефти (мазута,конд.)	руб.							
	Цена за 1 т угля	руб							
	Хранение	тыс. руб.							
4	Эл. энергия	тыс. руб.	164 337,98	125 584,76	38 753,20	138 994,82	142 316,96	153 702,32	164 768,89
	Количество (энергия)	тыс. кВт·ч	23 645,75	18 069,75	5 576,00	22 296,25	22 296,25	22 296,25	22 296,25
	Цена за 1 кВт·ч.	руб.	6,95	6,95	6,95	6,23	6,38	6,89	7,39
	На 1 Гкал	кВт·ч./Гкал	43,74	33,42	10,31	41,73	41,24	41,24	41,24
	Количество (мощность)	МВт							
	Цена за 1 МВт в месяц	руб.							
5	Холодная вода	тыс. руб.	31 877,38	9 379,22	22 498,16	28 434,75	30 728,64	31 917,31	33 115,57
	Количество (питьевая вода)	тыс.м³	192,03	56,50	135,53	194,64	192,03	192,03	192,03
	Цена за 1 тыс. м³	руб.	166,00	166,00	166,00	146,09	160,02	166,21	172,45
	Количество (техническая вода)	тыс. м³							
	Цена за 1 м³	руб.							
	На 1 Гкал	м³/Гкал	0,36	0,10	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36
6	Канализация	тыс. руб.	9 548,67	9 548,67	0,00	8 505,39	10 442,33	10 784,72	11 162,14
	Количество	тыс. м³	56,50	56,50		57,33	56,50	56,50	56,50
	Цена за 1 м³	руб.	169,00	169,00		148,35	184,82	190,88	197,56

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
7	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	47 902,89	9 626,36	38 276,53	24 907,20	26 501,26	27 836,66	29 129,12
	в т.ч. ремонт	тыс. руб.							
	на 1 Гкал/ч	тыс. руб./Гкал	0,10	0,02	0,08	0,05	0,06	0,06	0,06
	на 1 руб. балансовой стоимости ОФ	руб./руб.							
8	Услуги производственного характера	тыс. руб.	73 278,35	15 185,62	58 092,73	50 935,56	44 946,24	47 211,08	49 403,09
	в т.ч. ремонт	тыс. руб.							
	на 1 Гкал/ч	тыс. руб./Гкал/ч							
9	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	621 756,10	554 640,84	67 115,26	405 800,92	431 772,18	453 529,18	474 586,54
	Тариф. ставка рабочего 1 разр.	руб.							
	Численность	чел.	805,32	718,39	86,93	630,95	630,95	630,95	630,95
	в т.ч. по ремонту	чел.							
	на 1 Гкал/ч установленной мощности	тыс. руб./Гкал/ч	1 671,88	1 491,41	180,47	1 068,71	1 161,02	1 219,53	1 276,15
		чел./Гкал/ч	2,17	1,93	0,23	1,70	1,70	1,70	1,70
	Средняя заработная плата	руб./чел./мес.	64 338,41	64 338,41	64 338,41	53 596,55	57 026,73	59 900,31	62 681,48
10	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	187 770,34	167 501,53	20 268,81	122 551,88	129 531,65	136 058,75	141 842,08
	отчисления на социальные нужды	%	30,20	30,20	30,20	30,20	30,00	30,00	29,89
11	Амортизационные отчисления	тыс. руб.	160 632,67	109 395,84	51 236,83	167 689,19	126 315,00	126 315,00	126 315,00
	Балансовая стоимость ОС	тыс. руб.	2 091 348,87	1 223 836,45	867 512,42	1 746 716,74	1 746 716,57	1 746 716,57	1 746 716,57
	Норма отчислений	%	7,68	8,94	5,91	9,60	7,23	7,23	7,23
	Стоимость фондов на 1 Гкал/ч	тыс. руб./Гкал/ч	5 623,57	3 290,86	2 332,71	4 696,86	4 696,86	4 696,86	4 696,86

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
12	Арендные платежи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Прочие расходы, всего	тыс. руб.	156 788,55	85 677,94	71 160,77	110 245,62	112 583,99	117 352,94	121 968,53
13.1	Транспортные расходы	тыс. руб.	87 043,99	27 830,67	59 213,32	60 660,53	64 542,80	67 795,11	70 942,84
13.2	Налоги	тыс. руб.	50,16	50,16	50,16	17 934,43	17 943,26	17 943,26	17 943,26
13.3	Прочие	тыс. руб.	69 694,40	57 797,11	11 897,29	23 053,33	20 950,37	22 006,06	23 027,80
13.4	Льготный проезд	тыс. руб.				8 597,33	9 147,56	9 608,51	10 054,63
14	Всего прямые затраты	тыс. руб.	1 776 488,61	1 409 136,47	367 402,29	1 288 065,25	1 299 270,36	1 356 633,38	1 412 207,79
15	Общехозяйственные расходы в т.ч.:	тыс. руб.	287 478,88	236 244,99	51 233,89	148 642,69	161 262,55	168 734,46	175 966,09
15.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	196 572,41	164 340,59	32 231,83	107 803,01	114 702,40	120 482,25	126 076,24
15.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	59 364,87	49 630,86	9 734,01	25 558,58	30 301,06	31 173,82	32 018,51
15.3	Численность	чел.	150,76	126,04	24,72	110,98	110,98	110,98	110,98
15.4	Средняя заработная плата	руб./чел./мес.	108 656,37	108 656,37	108 656,37	80 947,77	86 128,43	90 468,44	94 668,89
15.5	Прочие расходы	тыс. руб.	31 541,60	22 273,54	9 268,05	15 281,10	16 259,09	17 078,39	17 871,34
16	Расходы по полной себестоимости	тыс. руб.	2 063 967,49	1 645 381,46	418 636,18	1 436 707,94	1 460 532,91	1 525 367,84	1 588 173,88
17	Необоснованные расходы предыдущего периода	тыс. руб.				18 262,57			
18	Возмещение убытка предыдущего периода	тыс. руб.	303 874,24		303 874,24	36 170,20			
19	Капитальные вложения	тыс. руб.	42 900,00	42 900,00	0,00		66 125,00	50 625,00	62 500,00
20	Внереализационные расходы	тыс. руб.	749,80	562,35	187,45	765,22	18 127,15	19 516,57	20 173,11
21	Прибыль	тыс. руб.	48 247,35	36 185,51	12 061,84	46 037,77	35 843,00	38 029,42	40 197,10
22	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	2 459 738,88	1 725 029,32	734 759,70	1 501 418,55	1 580 628,06	1 633 538,83	1 711 044,09

№ п/п	Наименование статьи	Ед. изм.	2016 г.					2017 г.	2018 г.
			Проект пред- приятия	Произ- водство	Передача	Предложено экспертами с 01.01.2016	Предложено экспертами с 01.07.2016	Предложено экспертами	Предложено экспертами
	Полный тариф на производство и передачу энергии	руб./Гкал	5 271	3 697	1 575	3 218	3 387	3 501	3 667
	Тариф для населения	руб./Гкал с НДС					1 258		

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

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 т.ч. средств бюджетов бюджетной системы РФ.

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 18.12.2015 № 325-т установлена плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Салехардэнерго» объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, на 2016 г. в размере 77,053 тыс. руб./Гкал/ч (табл. 49).

Таблица 49

Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Салехардэнерго» на 2016 г.

№ п/п	Наименование	Значение, тыс. руб./Гкал/ч
1	Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (П1)	77,053
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/ч (П2.1), в том числе:	
2.1	Надземная (наземная) прокладка	3 611,57
2.1.1	канальная прокладка	3 611,57
2.1.1.1	50 - 250 мм	3 611,57
2.1.2	бесканальная прокладка	
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	
2.2.1	канальная прокладка - <i>газоны</i>	10 476,52
2.2.1.1	50 - 250 мм	10 476,52
2.2.2	канальная прокладка - <i>асфальт</i>	12 103,83
2.2.2.1	50 - 250 мм	12 103,83
2.2.3	бесканальная прокладка	0,00
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/ч (П2.2)	0,00
4	Налог на прибыль	0,00

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 РФ, утв. Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

Приказом Департамента тарифной политики, энергетики и жилищно-коммунального комплекса ЯНАО от 18.12.2015 № 360-т АО «Салехардэнерго» установлена плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей на 2016 г. (табл. 50).

Таблица 50

Плата за услуги АО «Салехардэнерго» по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей на 2016 г.

Наименование	Ед. изм.	Период	
		с 01.01.2016 по 30.06.2016	с 01.07.2016 по 31.12.2016
Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности	тыс. руб./Гкал/час в мес.		
без НДС		809,50	852,79
с НДС		955,21	1 006,26

1.12 Раздел 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения

1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Качество теплоснабжения – совокупность установленных нормативными правовыми актами РФ и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в т.ч. термодинамических параметров теплоносителя.

Требования к качеству коммунальных услуг утверждены Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»).

В результате инженерно-технического анализа работы системы теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» выявлены следующие основные технические и технологические проблемы, которые влияют на организацию качественного теплоснабжения:

- наличие инцидентов на тепловых сетях, время устранения которых превышало 24 ч.

1.12.2 Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения.

К основным существующим проблемам организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» относятся:

- недостаточный уровень надежности электроснабжения источников тепловой энергии (котельная № 34 не обеспечена резервным источником электроснабжения);

- недостаточный уровень надежности водоснабжения источников тепловой энергии (котельные № 10, 11, 32, 34, 36, «КОС-14000», «МБК», «Пиковая котельная», ТЭС-14, ДЭС-1 не обеспечены резервными источниками водоснабжения);

- низкий уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (из 23-х систем теплоснабжения АО «Салехардэнерго» у 21 системы резервирование котельных и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек обеспечиваются менее 30% тепловых нагрузок, подлежащих резервированию, либо не предусмотрено);

– действующая система централизованного теплоснабжения обеспечивается работой значительного количества теплоисточников малой и средней мощности, эксплуатация которых не всегда рентабельна;

– наличие складов жидкого топлива на территориях котельных в центральной части города, находящихся вблизи жилой застройки, относит котельные к категории опасных производственных объектов;

– износ и несоответствие оборудования котельных современным требованиям по надежности и нормативному электропотреблению (средний физический износ оборудования источников тепловой энергии составляет 40,1%);

– в котельной № 7 ресурсный срок службы котлов выработан, неудовлетворительно функционирует оборудование химводоподготовки котельной, а наличие на территории склада резервного топлива делает котельную опасным производственным объектом, находящимся в плотно застроенной центральной части города;

– котельная МБК является временной и не имеет резервного топлива, в связи, с чем не обеспечивает требуемой надежности теплоснабжения больничного комплекса;

– в настоящее время теплоснабжение от ГТЭС осуществляется только от одного газотурбинного (ГТУ) агрегата № 3;

– ЦТП-1 не используется на полную мощность по ряду причин: отсутствуют тепловые сети от ЦТП-1 до потребителей близлежащих котельных № 14, № 22, недостаточно мощности пиковой котельной ДЭС-1, невозможно получать тепловую энергию от ДЭС-1 постоянно по причине ее работы в пиковом режиме в часы максимального электропотребления;

– значительная часть потребителей (особенно старой малоэтажной застройки), присоединенных к тепловым сетям по непосредственной схеме и не имеют оборудованных тепловых пунктов;

– недостаточная оснащенность котельных автоматизированными системами контроля и управления технологическим оборудованием, а также приборами учета энергетических ресурсов и выработки тепловой энергии в котельных;

– низкая степень автоматизации и телемеханизации объектов;

– высокий износ сетей (протяженность ветхих сетей составляет 53,654 км, средний физический износ тепловых сетей 57,1%);

– отставание объема замены ветхих тепловых сетей от потребностей системы теплоснабжения;

– использование неэффективной теплоизоляции сетей;

– низкий уровень оснащенности потребителей приборами учета тепловой энергии.

1.12.3 Существующие проблемы развития систем теплоснабжения

В результате инженерно-технического анализа работы системы теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» выявлены следующие основные технические и технологические проблемы, которые влияют на развитие систем теплоснабжения:

- существующие проблемы организации качественного, надежного и безопасного теплоснабжения;
- планируемый в 2017 г. вывод из эксплуатации ГТЭС-3 и ТЭС-14 (в рамках развития системы электроснабжения муниципального образования город Салехард);
- расположение большинства котельных центральной части города в зонах жилой застройки препятствует дальнейшему их расширению для увеличения тепловой мощности, необходимой для покрытия перспективных нагрузок;
- недостаточная мощность и значительный износ оборудования существующих источников для обеспечения покрытия перспективных нагрузок, определенных в соответствии с планами ввода строительных фондов.

1.12.4 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

В результате инженерно-технического анализа работы системы теплоснабжения муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» выявлены следующие основные проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения:

- недостаточный уровень надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (на котельных «МБК» и «Пиковая котельная», ТЭС-14 резервный вид топлива отсутствует; котельная № 25 и ДЭС-1 работают на дизельном топливе, использование резервного вида топлива не предусмотрено).

1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

За анализируемый период предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выдавались.

Приложения

Приложение 1. Температурные графики работы котельных муниципального образования город Салехард АО «Салехардэнерго» на отопительный сезон 2015/2016 гг.

Приложение 2. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии АО «Салехардэнерго»