



**АДМИНИСТРАЦИЯ
ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ БЕРИНГОВСКИЙ
ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

от _____

№ _____

пос. Беринговский

Об утверждении Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского поселения Беринговский на период с 2020 года по 2040 год

В соответствии с Федеральным законом от 6 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», руководствуясь Уставом городского поселения Беринговский, Администрация городского поселения Беринговский,

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую Программу комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского поселения Беринговский на период с 2020 года по 2040 год.
2. Обнародовать настоящее постановление в специально отведенных местах и разместить на официальном сайте Администрации городского поселения Беринговский www.беринговский.рф.
3. Настоящее постановление вступает в силу с момента его официального опубликования.
4. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Глава Администрации

С.А. Скрупский

УТВЕРЖДЕНА

постановлением Администрации
городского поселения Беринговский
_____ года № ____

ПРОГРАММА

**комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры
городского поселения Беринговский на период с 2020 года по 2040 год**

Оглавление

Том I. Программный документ.....	3
1. Паспорт программы.....	3
2. Характеристика состояния и проблем соответствующей системы коммуналь- ной инфраструктуры.....	6
2.1. Электроснабжение.....	6
2.2. Теплоснабжение.....	8
2.3. Водоснабжение.....	10
2.4. Водоотведение.....	12
3. Перспективы развития населенного пункта и прогноз спроса на коммуналь- ные услуги.....	12
3.1. Прогноз основных социально-экономических показателей.....	12
3.2. Прогноз спроса на коммунальные услуги.....	14
4. Целевые показатели развития систем коммунальной инфраструктуры.....	17
4.1. Критерии доступности коммунальных услуг для населения.....	17
4.2. Электроснабжение.....	17
4.3. Теплоснабжение.....	22
4.4. Водоснабжение.....	26
4.5. Водоотведение.....	31
5. Программа инвестиционных проектов с источниками финансирования.....	34
5.1. Электроснабжение.....	35
5.2. Теплоснабжение.....	36
5.3. Водоснабжение.....	41
5.4. Водоотведение.....	41
5.5. Сводный перечень предложений по инвестиционным мероприятиям с ука- занием ожидаемых эффектов, затрат на реализацию и предполагаемых источ- ников финансирования.....	43
6. Анализ фактических и плановых расходов на финансирование инвестицион- ных проектов с разбивкой по каждому источнику финансирования с учетом ре- ализации мероприятий, предусмотренных программой.....	45
7. Управление программой.....	45
Том II. Обосновывающие материалы.....	48

Том I. Программный документ

1. Паспорт программы

ПАСПОРТ

комплексной программы развития систем коммунальной инфраструктуры
городского поселения Беринговский

Наименование Про- граммы	Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского поселения Беринговский на период с 2020 по 2040 годы (далее - Программа)
Основание для разра- ботки Программы	Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»; Федеральный закон от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса»; Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»; Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»; Градостроительный кодекс Российской Федерации; постановление Правительства Российской Федерации от 14.06.2013 № 502 «Об утверждении требований к программам комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений, городских округов»; приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 06.05.2011 № 204 «О разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований»; приказ Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству от 01.10.2013 № 359/ГС «Об утверждении методических рекомендаций по разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселе-

	ний, городских округов»; приказ Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству от 28.10.2013 №359/ГС «О порядке осуществления мониторинга разработки и утверждения программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений, городских округов»; Схема водоснабжения городского поселения Беринговский Анадырского района Чукотского автономного округа на период до 2028 г. (постановление Администрации городского поселения Беринговский от 28.06.2018 г. № 103); Схема водоотведения городского поселения Беринговский Анадырского района Чукотского автономного округа на период до 2028 г. (постановление Администрации городского поселения Беринговский от 28.06.2018 г. № 103); Схема теплоснабжения городского поселения Беринговский Анадырского района Чукотского автономного округа на период до 2033 г. (постановление Администрации городского поселения Беринговский от 20.08.2018 г. №157); Генеральный план г.п. Беринговский (Решение Совета депутатов городского поселения Беринговский от 9 марта 2022 года № 178)
Ответственный исполнитель Программы	Администрация Анадырского муниципального района
Соисполнители Программы	Департамент промышленной и сельскохозяйственной политики Чукотского автономного округа; Администрация городского поселения Беринговский; ресурсоснабжающие организации
Цели Программы	Обеспечение сбалансированного, перспективного развития систем коммунальной инфраструктуры в соответствии с потребностями в строительстве объектов капитального строительства и установленными требованиями надежности, энергетической эффективности указанных систем, повышение доступности и качества оказываемых для потребителей услуг в сферах электро-, тепло- и водоснабжения
Задачи Программы	Инженерно-техническая оптимизация коммунальных систем; взаимосвязанное перспективное планирование развития систем; обоснование мероприятий по комплексной

	реконструкции и модернизации; повышение надежности систем и качества предоставления коммунальных услуг; совершенствование механизмов развития энергосбережения и повышение энергоэффективности коммунальной инфраструктуры муниципального образования; повышение инвестиционной привлекательности коммунальной инфраструктуры муниципального образования; обеспечение сбалансированности интересов субъектов коммунальной инфраструктуры и потребителей
Целевые показатели	Критерии доступности коммунальных услуг для потребителей; показатели сбалансированности различных систем коммунальной инфраструктуры; показатели надежности работы систем коммунальной инфраструктуры; показатели качества поставляемых ресурсов (соответствие требованиям законодательства); показатели эффективности производства коммунальных ресурсов; оказатели эффективности транспортировки коммунальных ресурсов
Сроки и этапы реализации Программы	2020-2040 гг.
Объемы требуемых капитальных вложений	Объем финансирования Программы составляет 562,6 млн. руб., в том числе: электроснабжение – 54,3 млн. руб.; теплоснабжение – 285,4 руб.; водоснабжение – 151,9 млн. руб.; водоотведение – 71 млн. руб.
Источники финансирования Программы	Источники, обеспечивающие финансирование Программы: внебюджетные средства – 562,6 млн. руб.
Ожидаемые конечные результаты реализации Программы	Основными результатами реализации мероприятий Программы являются: повышение доступности коммунальных услуг и эффективности использования субсидий, выделяемых из бюджетов различных уровней; обеспечение надежности и бесперебойности поставок коммунальных ресурсов; повышение качества предоставляемых услуг и со-

	ответствие их характеристик требованиям законодательства; повышение эффективности производства и транспортировки коммунальных услуг в регионе; повышение энергетической независимости региона от завозного топлива.
--	--

2. Характеристика состояния и проблем соответствующей системы коммунальной инфраструктуры

2.1. Электроснабжение

2.1.1. Описание системы генерации и транспортировки электрической энергии.

Услуги по электроснабжению потребителей в городском поселении Беринговский предоставляются Государственным предприятием Чукотского автономного округа «Чукоткоммунхоз».

Источником электрической энергии в населенном пункте являются дизельные электрические станции (ДЭС), в которых установлены дизельные агрегаты. Количество ДЭС – 1.

Подробная характеристика дизельных агрегатов приведена в обосновывающих материалах.

Основными элементами системы транспортировки электрической энергии являются трансформаторные подстанции (ТП) с установленным оборудованием, а также линии электропередач (ЛЭП).

Подробная характеристика силовых трансформаторов приведена в обосновывающих материалах.

Устройства компенсации реактивной мощности отсутствуют.

С дизельных агрегатов вырабатывается электроэнергия напряжением 0,4 кВ, после чего повышается до 6 кВ и распределяется по населенному пункту до понижающих трансформаторов.

Сведения о протяженности воздушных и кабельных линий приведены в обосновывающих материалах.

В настоящее время воздушные линии электропередач выполнены из неизолированных проводов марки АС. При плановой замене изношенных сетей необходимо осуществить замену проводов на самонесущие изолированные провода марки СИП для повышения надежности электроснабжения и снижения рисков возникновения аварийных ситуаций, поскольку указанные провода СИП способны выдержать ветровые нагрузки, большие по сравнению с аналогичной характеристикой проводов АС.

Отдельно стоит отметить наличие линии напряжением 6 кВ от РУ-6 кВ до потребителей «Морпорт» и «Аэропорт». Общая протяженность линии составляет более 11 км, что создает дополнительные потери при передаче электро-

энергии. Также настолько протяженная линия повышает риск возникновения аварийных ситуаций.

Также одной из проблем при управлении системой электроснабжения является большое количество незарегистрированных сетей, что приводит к искусственному занижению экономически обоснованного НВВ. По виду деятельности «электроснабжение» дополнительные расходы, связанные с регистрацией и обслуживанием бесхозных сетей начиная с 2022 г., составят в среднем +15 млн руб. в год, что за период 2022-2030 гг. суммарно оценивается в +120 млн руб. включаемых в НВВ расходов.

2.1.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки электроэнергии.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа оборудования и электрических сетей, представлены в обосновывающих материалах.

Следующие агрегаты имеют показатель износа 100%:

- ТОР-1020 № Т10010363, № 25374227;
- ТОР-1020 № 25339717;
- ТОР-1020 № 33158790.

Силовые трансформаторы, имеющие показатель износа 100% нуждаются в проведении срочного технического освидетельствования для оценки состояния, а также определения мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки, в объеме, установленном Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, с проведением испытаний на соответствие условиям безопасности.

Полностью изношено 18 784 м линий электропередач (59% от всех ЛЭП). Для снижения рисков возникновения аварийных ситуаций необходима срочная замена изношенных линий.

По результатам тепловизионного контроля выявлен перегрев контактных соединений вводных распределительных устройств котельной (1-я и 2-я электропитовая), а также перегрев контактных соединений в трансформаторных подстанциях (ТП-2, ячейка 1, ввод №1; ТП-3, ячейка 6 (ввод №1,2), ячейка 7; ТП-4, ячейка 1, ячейка 4; ТП-6 ячейка 3 (ввод)).

2.1.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии изменялся практически в каждом месяце (кроме периода июль – октябрь) 2019 г. Наиболее экономичный режим работы ДЭС был в феврале и июне.

При этом установлено, что в 2019 г. объем потребленного топлива меньше установленного норматива на 50,38 т (2%), что свидетельствует об отсутствии серьезных нарушений в режиме работы системы генерации.

В части завоза дизельного топлива негативных факторов не зафиксировано.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием предусмотрены работы по замене двух ДГ мощность 1020 кВт каждый. Не запланированы работы по ремонту или замене изношенных силовых трансформаторов и линий электропередач.

2.1.4. Система учета электрической энергии.

Система учета электрической энергии в населенном пункте является эффективной.

Организован учет вырабатываемой электроэнергии генераторами, имеется учет энергии на собственные нужды ДЭС. При этом учет ведется в том числе по выработанной электроэнергии каждым агрегатом.

Также организован учет отпускаемой в сеть электроэнергии – на каждом отходящем в РУ фидере установлен прибор учета, дополнительно приборами учета оснащены собственные подразделения предприятия.

В части сторонних потребителей степень оснащенности приборами учета составляет 97% (всего 160 потребителей, без учета – 5). По потребителям, не оборудованным приборами учета, объем электроэнергии определяется расчетным способом.

2.2. Теплоснабжение

2.2.1. Описание системы генерации и транспортировки тепловой энергии.

Услуги по теплоснабжению потребителей в городском поселении Беринговский осуществляются Государственным предприятием Чукотского автономного округа «Чукоткоммунхоз».

Источником тепловой энергии в населенном пункте являются котельные агрегаты, установленные в Котельной № 9. Подробная характеристика котельных агрегатов приведена в обосновывающих материалах.

Потребляемое котельное топливо – уголь марки Ж(Т-2В).

Теплоноситель – горячая вода.

ЦТП отсутствуют.

Система ГВС в населенном пункте – закрытая, на ГВС от котельной до тепловой камеры ТК 17 проложены отдельные трубопроводы (подающий и циркуляционный), далее от тепловой камеры проложен подающий трубопровод.

Установленная тепловая мощность источника составляет 31,24 Гкал/ч, присоединенная мощность – 10,17 Гкал/ч. Система генерации имеет более чем двухкратный запас мощности (присоединенная расчетная нагрузка системы теплоснабжения и ГВС в три раза ниже общей тепловой мощности котельной).

Предприятием утвержден температурный график работы котельной. Максимальные температуры теплоносителя – 95/70°C.

Основным технологическим оборудованием системы теплоснабжения являются насосы, подробная характеристика которых приведена в обосновывающих материалах, как и данные об основном силовом оборудовании.

Основной элемент системы транспортировки тепловой энергии и теплоносителя – тепловые сети. Общая протяженность тепловых сетей отопления в

однотрубном исполнении 14 671 м. Преобладает подземная канальная прокладка трубопроводов. Вид теплоизоляции – минеральная вата.

Сведения об участках магистральных тепловых сетей теплоснабжения и об участках тепловых сетей потребителей приведены в обосновывающих материалах.

2.2.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки теплоэнергии.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа оборудования и тепловых сетей, представлены в обосновывающих материалах.

В настоящее время установленный срок службы отработали котлы КВТС-10-150 П. В отношении изношенных котлов необходимо провести техническое диагностирование согласно п.13.2 ПТЭТЭ и ФНП ОРПД в целях определения дополнительного срока службы и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу.

По своему хронологическому возрасту полностью изношено 39% сетей – 5 638 м.

Тепловизионный контроль ограждающих конструкций зданий и сооружений, котельного оборудования, а также тепловых сетей, позволил выявить следующие дефекты:

- неплотное прилегание уплотнений оконных блоков;
- износ уплотнений дверных блоков;
- износ тепловой изоляции тепловых сетей;
- дефекты тепловой изоляции ограждающих конструкций.

2.2.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Главным негативным фактором в эксплуатации системы является отсутствие режимных карт котельных агрегатов. В связи с этим невозможно провести корректные расчеты нормативов удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии с учетом фактических эксплуатационных характеристик котлов. Проблему отсутствия режимных карт целесообразно решить путем создания собственной службы по наладке.

Касательно процессов поставки котельного топлива следует отметить, что в 2017 и 2018 гг. объем полученного топлива был больше потребленного, объем сожженного угля превысил объем поставок только в 2019 г., однако с незначительной разницей.

На хозяйственную деятельность предприятия негативно влияет процесс проведения ремонтных работ.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием предусмотрены работы по ремонту одного котла, а также по ремонту 160 м тепловых сетей, в то время как в ремонте нуждается второй котел, а тепловые сети находятся в аварийном состоянии. Недостаточный объем ремонтных работ сказывается на объемах утечки теплоносителя в тепловых сетях, а также сни-

жает КПД и увеличивает удельный расход топлива на источниках тепловой энергии.

2.2.4. Система учета тепловой энергии.

Система учета генерации и транспортировки тепловой энергии недостаточно эффективна. На источниках тепловой энергии отсутствует система учета выработанной тепловой энергии, а также отпущенной в сеть.

Также отсутствует учет потребляемого котельного топлива, при этом существующая система позволяет организовать учет ленточной транспортировки.

Учет потребляемой тепловой энергии осуществляется только у 35 из 145 потребителей, что составляет 24% от общего числа абонентов.

Учет тепловой энергии (кроме оборудованных приборами абонентов) проводится расчетным способом исходя из утвержденных нормативов расхода условного топлива на выработку тепловой энергии, нормативов потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии, а также из расчетных (нормативных) значений потребляемой тепловой энергии потребителями.

Наиболее рациональным решением для достижения объективной оценки потребляемого топлива и вырабатываемой тепловой энергии является оснащение системой учета на тепловых сетях (учет тепловой энергии), а также учета топлива (контрольное взвешивание перед подачей в котельные агрегаты) с одновременным увеличением частоты проведения контрольных анализов на теплотворную способность.

Учитывая отсутствие системы учета потребляемого котельного топлива, учета производимой и передаваемой тепловой энергии сделать выводы об эффективности потребления ТЭР в системе теплоснабжения не представляется возможным.

2.3. Водоснабжение

2.3.1. Описание системы генерации и транспортировки холодной и горячей воды.

Услуги по поставке холодной питьевой и горячей воды в городском поселении Беринговский осуществляются Государственным предприятием Чукотского автономного округа «Чукоткоммунхоз».

В населенном пункте организована централизованная система хозяйственно-питьевого водоснабжения, обеспечивающая нужды потребителей и производственные нужды предприятия.

Источником воды в населенном пункте являются две скважины:

- нагорненское месторождение пресных подземных вод под ХВС (скважина № 6);
- нагорненское месторождение пресных подземных вод под ГВС (скважина № 5).

На ХВС имеется три насосные станции (первого, второго и третьего подъема). На станции 2-го подъема имеется емкость объемом 50 куб. м, третьего подъема – 1000 куб. м.

Вода для нужд ГВС подается от отдельной скважины. Система ГВС закрытая – от котельной горячая вода подается по отдельным сетям.

Основные характеристики насосного оборудования приведены в обосновывающих материалах.

Транспортировка воды осуществляется по водопроводным сетям. Протяженность сетей ХВС составляет 12,4 км. Протяженность сетей ГВС составляет 12,4 км. Прокладка надземная и подземная (канальная).

Подробная информация о трубопроводах ХВС и ГВС приведена в обосновывающих материалах.

Также одной из проблем при управлении системой водоснабжения является большое количество незарегистрированных сетей, что приводит к искусственному занижению экономически обоснованного НВВ. По виду деятельности «водоснабжение» дополнительные расходы, связанные с регистрацией и обслуживанием бесхозных сетей начиная с 2022 г., составят в среднем +21 млн руб. в год, что за период 2022-2030 гг. суммарно оценивается в +165 млн руб. включаемых в НВВ расходов.

2.3.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки холодной питьевой воды.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа оборудования и сетей водоснабжения, представлены в обосновывающих материалах.

По хронологическому износу требуют срочной замены почти 5 км сетей. Необходимо заменить почти все сети (около 12 км сетей).

По своему техническому состоянию водопроводные сети ХВС и ГВС являются аварийными. С учетом хронологического износа и результатов обследования изношенными являются почти все 100% сетей (12 км). Толщина стенок трубопроводов ХВС и ГВС в пределах населенного пункта достигает 1,5 мм. Также установлено наличие аварий на сетях ГВС и ХВС.

2.3.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основным негативным фактором является эксплуатация полностью изношенных сетей, что является причиной утечки воды в сетях. На износ, кроме естественных факторов старения, влияет также отложение на внутренней поверхности труб известкового налета, агрессивно влияющего на стенки труб.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием в отношении элементов системы ХВС и ГВС ремонтных работ не предусмотрено. Недостаточный объем ремонтных работ сказывается на объемах утечки воды и качества поставляемой воды.

2.3.4. Система учета холодной питьевой воды.

Система учета ХВС и ГВС в населенном пункте является эффективной. На предприятии имеется приборный учет добываемой воды, а также учет потребляемой воды собственными подразделениями.

Учет холодной воды у потребителей организован недостаточно – из 93 абонентов учет имеется у 55. В отношении потребителей, не оснащенных при-

борами учета воды, объем потребляемого ресурса определяется расчетным способом исходя из норматива (расчетной нагрузки потребителей).

Учет горячей воды у потребителей организован недостаточно – из 90 абонентов учет имеется у 49. В отношении потребителей, не оснащенных приборами учета воды, объем потребляемого ресурса определяется расчетным способом исходя из норматива (расчетной нагрузки потребителей).

2.4. Водоотведение

В пгт. Беринговский жилые дома и общественные здания оборудованы централизованной системой хозяйственно-бытовой канализации со сбросом стоков в р. Яша без предварительной очистки.

Количество принятых сточных вод рассчитывается косвенным методом на основе учета потребления воды абонентами.

Канализационные очистные сооружения в населенном пункте отсутствуют.

Система сбора и утилизации осадков отсутствует.

Техническое состояние канализационных сетей – ограниченно-работоспособное. Сети имеют показатель среднего износа 85%.

3. Перспективы развития населенного пункта и прогноз спроса на коммунальные услуги

3.1. Прогноз основных социально-экономических показателей

Перспективы развития населенного пункта определяются прогнозом изменения численности населения и планами по капитальному строительству жилого и общественно-делового сектора.

Согласно фактическим данным, численность населения городского поселения Беринговский после снижения в 2015-2017 гг. в 2019 г. вернулась на прежний уровень. Однако предпосылок для дальнейшего роста данного показателя не наблюдается, исходя из чего можно сделать вывод о необходимости построения прогноза на основании имеющихся фактических данных¹.

Прогноз численности населения городского поселения Беринговский на период до 2040 г., основанный на анализе фактических данных, представлен в таблице (Таблица 1).

Таблица 1. Динамика численности населения поселения Беринговский на период до 2040 г.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

¹ Прогноз до 2030 г. рассчитан по линейному тренду, построенному на основании фактических данных о численности населения за 2015-2019 гг.; с 2031 г. – на уровне показателя 2030 г.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Численность населения, чел.	910	796	757	788	911	830	829	828	828	827	826	825	825
Показатель	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Численность населения, чел.	824	823	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822

В Генеральном плане городского поселения Беринговский закладываются планы по развитию жилого фонда, а также капитальному строительству социально-значимых объектов и учреждений, однако официальные документы, утверждающие данные мероприятия, на сегодняшний день отсутствуют, что позволяет прогнозировать показатель площади зданий (Таблица 2) и количества бюджетных и прочих учреждений (Таблица 3) на уровне фактических данных за 2019 г. Тем не менее, в случае утверждения и реализации соответствующих планов необходимо внесение корректировок в Программу в части прогноза развития общественно-деловой застройки и, как следствие, показателей нагрузок и объемов потребления коммунальных ресурсов.

Таблица 2. Динамика общей площади жилых, бюджетных и коммерческих помещений в поселении Беринговский на период до 2040 г., тыс. кв. м

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Жилые помещения	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6
Бюджетные организации	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Прочие организации	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7

При этом показатель количества учреждений оценивается относительно объектов, в отношении которых производятся начисления по предоставляемым коммунальным услугам, что позволяет рассчитать корректные удельные показатели потребления, используемые при прогнозировании спроса на коммунальные услуги.

Таблица 3. Динамика количества бюджетных и прочих учреждений в поселении Беринговский в разрезе начислений по видам деятельности на период до 2040 г., ед.

Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Бюджетные учреждения							
Электроснабжение	39	39	39	39	39	39	39
ГВС	29	29	29	29	29	29	29
ХВС	28	28	28	28	28	28	28
Прочие учреждения							
Электроснабжение	66	66	66	66	66	66	66

Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
ГВС	37	37	37	37	37	37	37
ХВС	38	38	38	38	38	38	38

3.2. Прогноз спроса на коммунальные услуги

Прогноз спроса на коммунальные услуги в городском поселении Беринговский до 2040 г. определяется через удельные показатели потребления в расчете на 1 человека, на 1 квадратный метр и на 1 единицу организации (Таблица 4). Более подробная информация о методике расчета каждого показателя представлена в обосновывающих материалах.

Таблица 4. Показатели удельного потребления коммунальных ресурсов, используемые для расчета прогнозных значений спроса на коммунальные услуги

№ п/п	Вид деятельности	Ед. изм.	Удельный показатель
1	Электроснабжение		
1.1	Население	кВт*ч / чел.	2,0
1.2	Бюджетные учреждения	кВт*ч / ед.	13,6
1.3	Прочие организации	кВт*ч / ед.	35,4
2	Теплоснабжение		
2.1	Население	Гкал / кв. м	0,38
2.2	Бюджетные учреждения	Гкал / кв. м	0,42
2.3	Прочие организации	Гкал / кв. м	0,30
3	Горячее водоснабжение		
3.1	Население	куб. м / чел.	44,1
3.2	Бюджетные учреждения	куб. м / ед.	144,0
3.3	Прочие организации	куб. м / ед.	37,8
4	Холодное водоснабжение		
4.1	Население	куб. м / чел.	55,8
4.2	Бюджетные учреждения	куб. м / ед.	264,9
4.3	Прочие организации	куб. м / ед.	48,8

На основании указанных удельных показателей потребления коммунальных ресурсов были рассчитаны прогнозные значения спроса на коммунальные услуги на перспективу до 2040 г.

Прогнозируемый спрос на электрическую энергию представлен в таблице (Таблица 5).

Таблица 5. Прогноз потребления электрической энергии на период до 2040 г., млн кВт*ч

[illegible]

Прогнозируемый спрос на тепловую энергию представлен в таблице (Таблица 6).

Таблица 6. Прогноз потребления тепловой энергии на период до 2040 г., тыс. Гкал

[illegible]

Прогнозируемый спрос на холодную питьевую воду представлен в таблице (Таблица 7).

Таблица 7. Прогноз потребления холодной питьевой воды на период до 2040 г., тыс. куб. м

[illegible]

[illegible]

Прогнозируемый спрос на горячую воду представлен в таблице (Таблица 8).

Таблица 8. Прогноз потребления горячей воды на период до 2040 г., тыс. куб. м

[illegible]

Прогнозируемые объемы поступления сточных вод рассчитаны как сумма потребления холодной и горячей воды в поселении на соответствующий год и представлены в таблице (Таблица 9).

Таблица 9. Прогноз объемов поступления сточных вод на период до 2040 г., тыс. куб. м

[illegible]

4. Целевые показатели развития систем коммунальной инфраструктуры

4.1. Критерии доступности коммунальных услуг для населения

Таблица 10. Целевые показатели, характеризующие доступность коммунальных услуг для населения

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Доля потребителей, обеспеченных доступом к системе коммунальной инфраструктуры	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Объём платы за жилищно-коммунальные услуги на душу населения	руб./мес.	5 608,48	5 747,32	5 886,5	6 048,5	6 223,77	6 405,45	6 593,79	6 780,83	6 983,05	7 192,75	7 410,23	7 626,52	7 850,66
Доля семей, получающих субсидию на оплату услуг ЖКХ	%	70	70	70	70	70	70	65	65	60	60	60	60	60
Уровень собираемости платежей за коммунальные услуги	%	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91

4.2. Электроснабжение

Таблица 11. Целевые показатели, характеризующие работу системы электроснабжения

[illegible]

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
стеме электроснабжения														
Тариф на потребление ресур-са	руб./кВт·ч	31	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44	50	58
Надежность работы системы электроснабжения														
Количество аварий в системе	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество инцидентов в си-стеме	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Протяженность сетей, нуж-дающихся в замене	км	19,6	20,4	21,2	21,9	22,7	23,5	24,3	25,1	25,9	26,7	27,5	31,4	35,4
Удельный вес сетей, нужда-ющихся в замене	%	62	64	67	69	72	74	77	79	82	84	87	99	100
Количество прекращений по-дачи ресурса	ед./км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Износ сетей	%	62	64	67	69	72	74	77	79	82	84	87	99	100
Износ генерирующего обо-рудования	%	82	87	0	5	10	15	20	25	30	35	40	65	90
Износ силовых трансформа-торов	%	76	78	81	83	86	88	91	93	96	98	100	100	100
Износ коммутационных ап-паратов	%	76	78	81	83	86	88	91	93	96	98	100	100	100
Качество работы системы														

[illegible]

[illegible]

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
ти														
Доля неоформленных сетей	%	65	65	43	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.3. Теплоснабжение

Таблица 12. Целевые показатели, характеризующие работу системы теплоснабжения

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

4.4. Водоснабжение

Таблица 13. Целевые показатели, характеризующие работу системы водоснабжения

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
результатам производственно-го контроля качества питьевой воды														
Доля проб питьевой воды в распределительной водопроводной сети, не соответствующих установленным требованиям, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества питьевой воды	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля проб горячей воды, не соответствующих установленным требованиям о техническом регулировании (<i>СанПиН 2.1.4.2496-09</i>)	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эффективность производства и передачи единицы ресурса														
Удельный расход электроэнергии на производство ресурса ХВС	кВт·ч/м³	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Удельный расход тепловой энергии на подогрев 1 куб. м холодной воды	Гкал/м³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Постоянные затраты на 1 км трубопровода (ХВС и ГВС)	руб./км	2 070	2 135	2 483	2 544	2 608	2 681	2 756	2 833	2 913	2 994	3 079	3 539	4 092

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Уровень потерь и неучтенных расходов холодной воды	%	3,8	3,7	1,8	2,0	2,2	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
% собственных нужд при водоснабжении	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Численность работающих на 1000 обслуживаемых жителей	чел.	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Транспорт воды														
Общая протяженность сетей (ХВС и ГВС)	км	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8
Доля неоформленных сетей	%	88	88	59	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.5. Водоотведение

Таблица 14. Целевые показатели, характеризующие работу системы водоотведения

[illegible]

[illegible]

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Эффективность производства и транспортировки														
Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе очистки сточных вод, на единицу объема очищаемых сточных вод	кВт*ч/ м ³	-	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки сточных вод, на единицу объема транспортируемых сточных вод	кВт*ч/ м ³	-	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Постоянные затраты на 1 куб. м поступающих объемов сточных вод	руб./ м ³	73	83	131	133	136	139	143	146	149	153	156	175	198

5. Программа инвестиционных проектов с источниками финансирования

Программа модернизации системы ЖКХ городского поселения Беринговский сформирована на основании анализа технического состояния коммунальной инфраструктуры и с учетом направлений социально-экономического развития поселений. При разработке были учтены основные цели и задачи, стоящие перед регионом в сфере ЖКХ:

1. Надежное оказание услуг для сбережения жизни и здоровья людей;
2. Соблюдение требований нормативно-правовых актов Российской Федерации в сфере ЖКХ;
3. Обеспечение приемлемого уровня тарифа на услуги ЖКХ для населения и приравненных к нему категорий потребителей;
4. Повышение эффективности использования субсидий в ЖКХ, выделяемых из бюджетов различного уровня;
5. Повышение операционной эффективности работы ЖКХ в регионе;
6. Повышение энергетической независимости региона от завозного топлива.

Кроме того, представленный перечень мероприятий учитывает показатели экономической эффективности и окупаемости, так как в качестве основного источника финансирования Программы предлагается использовать внебюджетные средства, а именно привлечение частных инвестиций через заключение концессионных соглашений.

В первую очередь, для городского поселения в 2021 г. необходимо разработать программу по энергосбережению с реализацией организационных мероприятий и корректировать ее не реже 1 раза в 5 лет. В такую программу целесообразно включить ряд организационных мер, способствующих снижению потребления ТЭР:

- назначение ответственных за энергосбережение;
- обучение ответственных лиц на курсах по энергосбережению;
- обучение и агитация всего коллектива учреждения об экономии энергоресурсов;
- внедрение системы премирования за успешное внедрение энергосберегающих мероприятий;
- разработка руководств по обслуживанию и эксплуатации систем тепло-, электро- и водоснабжения, периодический контроль за их исполнением;
- введение графиков включения и отключения света и тепла в не рабочее время и на выходных;
- график отключения компьютеров, принтеров и другой офисной техники;
- расчет основных показателей энергоэффективности систем;
- анализ изменения показателей энергоэффективности, разработка мероприятий по поддержанию показателей на должном уровне.

Данное мероприятие не требует дополнительных капитальных вложений, при этом согласно опыту внедрения позволяет сократить объем потребляемых ресурсов, в среднем, на 3%.

Далее приводится описание инвестиционных мероприятий в разрезе всех видов коммунальной инфраструктуры.

5.1. Электроснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы электроснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 15).

Таблица 15. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «электро-снабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Установка устройства компенсации реактивной мощности	0,3
Строительство ветряной электростанции	54

5.1.1. Установка устройства компенсации реактивной мощности

Описание мероприятия: в котельной имеются потребители реактивной мощности (электроприводы), которые повышают токовые нагрузки в сети и вызывают дополнительные нерациональные потери. Среднее значение текущего коэффициента мощности составляет 0,4, мощность устройств – 66 кВт.

Предлагается установить устройство компенсации реактивной мощности в непосредственной близости к электроприводам, т. е. в помещении котельной для исключения потребления реактивной составляющей мощности приводами из внешней сети.

В качестве рекомендуемой установки выбрана АУКРМ-0,4-125.

Необходимая мощность УКРМ – 125 кВАр.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 330 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения токовой нагрузки вследствие изменения потребляемой из сети полной мощности потребителями реактивной составляющей.

Таблица 16. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка устройства компенсации реактивной мощности	кВт*ч	51 981 (в т. ч. 9 197 – потери)	
		т	13	955 300

5.1.2. Строительство ветряной электростанции

Описание мероприятия: в населенном пункте для выработки электроэнергии используется дорогостоящее дизельное топливо. Снизить потребление топлива позволит установка ветряной электростанции (ВЭС) – установок, приводимых в действие ветром, генерирующих электрическую энергию. Система ВЭС может подключаться к общей сети населенного пункта, тем самым снижая нагрузку генераторов. Система включает в себя инвертор для преобразования постоянного напряжения в переменное, а также стабилизатор и аккумуляторы для поддержания параметров качества энергии на должном уровне.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 54 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потребляемого дизельного топлива.

Таблица 17. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Строительство ветряной электростанции	т	173	12 686 000

5.2. Теплоснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 18).

Таблица 18. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «теплоснабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Установка частного регулирования на электроприводы	3,9
Установка БМК	200,0
Проведение режимно-наладочных испытаний	0,04
Замена наиболее изношенных трубопроводов тепловой сети	80
Установка системы учета котельного топлива	0,9
Установка системы учета вырабатываемой тепловой энергии	0,5

5.2.1. Установка частотного регулирования на электроприводы

Описание мероприятия: рекомендуется установить автоматическое частотное регулирование на приводы в котельной (вентиляторы, дымососы) для регулирования скоростью вращения приводов.

В качестве предлагаемых для внедрения выбраны преобразователи ISD/IBD производителя INNOVERT.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 3 950 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потребляемой электроэнергии приводами вследствие регулирования частоты вращения (исходные данные для расчета эффекта приняты согласно проведенному ранее энергетическому обследованию).

Таблица 19. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка частного регулирования на электроприводы	кВт*ч	68 348 (в т. ч. 12 093 – потери)	
		т	17	1 249 200

5.2.2. Установка БМК

Описание мероприятия: Фактическая выработка тепла котлами значительно меньше номинальной. Средний фактический удельный расход условного топлива составляет 278 кг н. т./Гкал, в то время как рассчитанный для номинальных значений параметров котлов составляет 183,53 кг у.т./Гкал. Таким образом, реальный КПД работы котлов низок.

Также большинство котлов уже выработало свой ресурс и требуют замены, что приведет к увеличению надежности и эффективности теплогенерации. Поскольку установленная мощность котельной значительно выше присоединённой нагрузки, то нет необходимости в части мощностей.

Для модернизации и реконструкции предлагается замена существующей котельной на блочно-модульную котельную меньшей мощности. Существующие котлы, не выработавшие свой ресурс, предлагается перевести в резерв на случай аварийного выхода из строя котлов.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 200 000 тыс. руб.

Объем капитальных вложений при отсутствии проектов и составленных на их основании смет оценивался по стоимости оборудования и укрупнённым сметным расчётам.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: повышение надежности теплоснабжения и повышение эффективности.

Высокая энергетическая эффективность блочно-модульных котельных определяется современными технологическими решениями, используемыми при производстве БМК:

- закрытая двухконтурная система теплоснабжения – котловой и сетевой контуры разделены барьерным теплообменником, что позволяет обезопасить котельное оборудование от негативного воздействия тепловых сетей (температурных перепадов, высокого рабочего давления теплосистемы, плохого качества теплоносителя и т. д.);

- система многокотлового регулирования, которая автоматически отслеживает колебания температуры наружного воздуха и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлических потоков через котловые контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой тепловой нагрузкой;

- система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дымососы и вентиляторы дает существенную экономию электроэнергии;

- вакуумные деаэраторы и охладители выпара – для сокращения потерь теплоты.

Таблица 20. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка БМК	тн/Гкал	0,01	5 352 939
		кВт*ч/Гкал	5,4	6 546 531

5.2.3. Проведение режимно-наладочных испытаний

Описание мероприятия: в настоящее время котельные агрегаты эксплуатируются без разработанных режимных карт, в связи с чем невозможно определить фактический КПД котлов, параметры работы и удельный расход топлива на выработку тепловой энергии.

Необходимо провести режимно-наладочные испытания для определения фактического состояния котельных агрегатов, составления балансов в отношении каждого агрегата.

В дальнейшем испытания необходимо проводить 1 раз в 5 лет.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: предлагается создание наладочной группы на предприятии для максимального снижения затрат и исключения рисков, связанных с логистикой при привлечении сторонних подрядных организаций. Объем капитальных вложений относится в целом к организации, т. е. созданная наладочная группа будет способна проводить режимно-наладочные испытания на всех котельных предприятия. Поскольку затраты будут относиться в целом в организации, объем вложений в разрезе одного населенного пункта определен разделением общих инвестиций на количество отапливаемых населенных пунктов – таким образом, объем вложений по каждому населенному пункту составит 44 000 рублей.

Эффекты от мероприятия: благодаря режимно-наладочным испытаниям будет определено фактическое состояние котельных агрегатов, их коэффициент

полезного действия, после чего появится возможность определить действительные удельные расходы топлива, составлять балансы работы каждого котла. Также после наладки предприятие сможет на основании режимных карт самостоятельно определять наиболее экономичный режим работы для рационального использования энергоресурсов.

5.2.4. Замена наиболее изношенных трубопроводов тепловой сети

Описание мероприятия: в системе теплоснабжения эксплуатируются полностью изношенные тепловые сети. Износ тепловых сетей увеличивает объем утечек теплоносителя из системы, а также повышает риск возникновения аварийных ситуаций. В таблице ниже приведена информация о тепловых сетях, подлежащих замене. Также на тепловых сетях либо отсутствует тепловая изоляция, либо полностью изношена, что вызывает дополнительные тепловые потери. Предлагается к применению труба стальная в ППУ изоляции производства ООО «СКТК», коэффициент теплопроводности которой в среднем на 45 % ниже по сравнению с минеральной ватой.

В рамках мероприятия предлагается заменить наиболее изношенные сети общей длиной 6,9 км. Также при замене сетей предполагается оснащение потребителей индивидуальными приборами учета с подключением к АСКУЭ.

Кроме того, при разработке проектов реконструкции и модернизации сетей, с целью сокращения затрат на дальнейшую эксплуатацию, необходимо предусмотреть мероприятия по возможной оптимизации излишних мощностей и протяженности сети.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 80 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь и потерь теплоносителя.

Таблица 21. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Замена труб тепловых сетей	Гкал	1 620	
		т	491,3	2 261 662

5.2.5. Установка системы учета котельного топлива

Описание мероприятия: в населенном пункте отсутствует учет объемов сжигаемого топлива, количество потребленного угля определяется расчетным способом, в связи с чем отсутствует возможность определить точное значение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Предлагается установить систему учета котельного топлива на существующую ленточную систему подачи топлива.

В качестве предлагаемого оборудования выбраны весы конвейерные ВНК-3000-2 производителя ТензоПрибор (весы оборудованы интерфейсом для подключения к системе передачи данных).

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 920 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: система учета котельного топлива позволит в дальнейшем определять фактические показатели энергоэффективности системы теплоснабжения и принимать решения по их оптимизации. Также учет позволит составлять более точные балансы системы и определять достоверные объемы неизрасходованного топлива.

Кроме указанных расходов также потребуется проведение периодической поверки приборов учета (стоимость 90 тыс. руб., раз в 2 года).

5.2.6. Установка системы учета вырабатываемой тепловой энергии

Описание мероприятия: в населенном пункте отсутствует учет количества вырабатываемой котельными агрегатами тепловой энергии, выработка определяется расчетным способом, в связи с чем отсутствует возможность определить точное значение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Предлагается установить систему учета тепловой энергии, фиксирующую информацию о выработке с каждого котла и по котельной в целом. При этом система учета осуществляет передачу данных через беспроводные каналы связи непосредственно в головной офис предприятия, имеется возможность подключить интерфейс системы учета к системе управления организацией.

В качестве предлагаемого оборудования выбран теплосчетчик ТСК 9 производителя Теплоком (теплосчетчик фиксирует в том числе температуру окружающего воздуха).

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 470 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: мероприятие направлено на реализацию системы контроля и учета показателей эффективности работы системы и последующего управления и планирования изменения показателей.

Кроме указанных расходов также потребуется проведение периодической поверки приборов учета (стоимость 90 тыс. руб., раз в 2 года).

5.3. Водоснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы водоснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 22).

Таблица 22. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «водоснабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Замена наиболее изношенных сетей ХВС и ГВС	75,9

5.3.1. Замена сетей ХВС и ГВС

Описание мероприятия: в настоящее время сети ХВС и ГВС изношены.

В рамках реализации данного мероприятия предполагается заменить все сети.

Предлагается заменить изношенные сети ХВС на водоводы из ВЧШГ (высокопрочный чугун с шаровидным графитом), ГВС – на трубопроводы стальные в ППУ скорлупе. Также при замене сетей предполагается оснащение потребителей индивидуальными приборами учета с подключением к АСКУЭ.

Кроме того, при разработке проектов реконструкции и модернизации сетей, с целью сокращения затрат на дальнейшую эксплуатацию, необходимо предусмотреть мероприятия по возможной оптимизации излишних мощностей и протяженности сети.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 151 900 тыс. руб.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потерь воды в сетях (принимается 70% от величины годовых потерь).

Таблица 23. Эффекты от мероприятия

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Замена изношенных сетей (водоводов) (снижение потерь в сетях)	куб. м	2 588	
		кВт*ч	26 915	
		т ДТ	15,7	575 985

5.4. Водоотведение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы водоотведения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 24).

Таблица 24. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «водоотведение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Строительство очистных сооружений	21
Замена изношенных трубопроводов	50

5.4.1. Строительство очистных сооружений

Описание мероприятия: в настоящее время в населенном пункте отсутствует очистка сбрасываемых хозяйственно-бытовых сточных вод.

Необходимо провести работы по строительству очистных сооружений.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 21 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, схема водоснабжения и водоотведения, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: благодаря строительству очистных сооружений будет исключен выпуск неочищенных вод в близлежащие водоемы населенного пункта. Мероприятие направлено на исполнение законодательства в сфере водоснабжения и водоотведения.

5.4.2. Замена изношенных трубопроводов

Описание мероприятия: в системе водоотведения эксплуатируются сети, изношенные на 85-100 %. Износ сетей увеличивает объем утечек в системе.

Предлагается заменить изношенные сети на трубопроводы из промышленного полипропилена РР-Н в ППУ изоляции и оцинкованной гильзе.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 50 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, схема водоснабжения и водоотведения, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: повышение надежности системы

5.5. Сводный перечень предложений по инвестиционным мероприятиям с указанием ожидаемых эффектов, затрат на реализацию и предполагаемых источников финансирования

Таблица 25. Сводный перечень предложений по инвестиционным проектам и мероприятиям с указанием ожидаемых эффектов

№ п/п	Наименование мероприятия	Годовая экономия ТЭР в натуральном выражении			Среднегодовой эффект на НВВ за счет реализации мероприятий	Затраты (Сарех)
		Вид ТЭР	Кол-во	Ед. изм.	тыс. руб.	тыс. руб.
1	Разработка программы по энергосбережению с реализацией организационных мероприятий	ДТ	43,5	т	-3 376	0
		Уголь	26,9	т		
2	Установка частного регулирования на электроприводы	ДТ	17	т	-854	3 950
3	Строительство ветряной электростанции	ДТ	173	т	-4 619	54 000
4	Замена изношенных сетей (водоводов)	ДТ	15,7	т	+7 019	151 900
5	Установка устройства компенсации реактивной мощности	ДТ	13	т	-922	330
6	Проведение режимно-наладочных испытаний	-	-	-	+15	44
7	Замена изношенных трубопроводов тепловой сети	Уголь	491,3	т	+1 738	80 000
8	Установка системы учета котельного топлива	-	-	-	+97	920
9	Установка системы учета вырабатываемой тепловой энергии	-	-	-	+51	470
10	Установка БМК	-	-	-	-23 939	200 000
11	Строительство очистных сооружений водоотведения	-	-	-	+2 100	21 000
12	Замена изношенных трубопроводов водоотведения	-	-	-	+2 500	50 000
	ИТОГО по мероприятиям	ДТ	262,2	т	-20 190	562 614
		Уголь	518,2	т		

Таблица 26. Затраты на финансирование мероприятий, направленных на развития систем коммунальной инфраструктуры городского поселения Беринговский, с указанием источников финансирования

[illegible]

6. Анализ фактических и плановых расходов на финансирование инвестиционных проектов с разбивкой по каждому источнику финансирования с учетом реализации мероприятий, предусмотренных программой

Мониторинг и контроль за расходованием средств, предусмотренных на финансирование мероприятий, заложенных в Программе по каждому источнику инвестиций, возлагается на ответственного исполнителя Программы – Администрация Анадырского муниципального района.

Для этого ежегодно исполнители Программы готовят отчетные материалы, содержащие информацию по плановым инвестициям и фактическим расходам, понесенным в текущем периоде на реализацию мероприятий, предусмотренных Программой. В случае возникновения отклонений дополнительно подготавливается пояснительная записка, обосновывающая причины данных отклонений, а также предложения по соответствующим корректировкам Программы.

Данные материалы предоставляются Ответственному исполнителю Программы в течение 25 рабочих дней с момента окончания отчетного периода. Отчетным периодом реализации инвестиционных программ является календарный год.

После получения информации от исполнителей Ответственный исполнитель Программы в течение 10 рабочих дней обобщает полученную информацию и формирует сводный отчет о реализации Программы, который отправляется на рассмотрение и утверждение главе Администрации муниципального района.

В случае необходимости Ответственный исполнитель Программы в течение 2 месяцев после утверждения отчета о реализации Программы составляет предложения по корректировке Программы и представляет их на рассмотрение и утверждение в представительный орган местного самоуправления.

7. Управление программой

Органом, ответственным за реализацию Программы, является Администрация Анадырского муниципального района.

Исполнителями Программы являются администрация городского поселения Беринговский и ресурсоснабжающие организации.

Основными функциями ресурсоснабжающих организаций по реализации Программы являются:

- реализация мероприятий Программы;
- подготовка и уточнение перечня мероприятий Программы и финансовых потребностей на реализацию мероприятий Программы;
- подготовка докладов о ходе реализации Программы и предложений о корректировке Программы;

- участие в разработке инвестиционных программ и подготовка проекта соглашения с организациями, участвующими в реализации Программы, на реализацию инвестиционных программ.

Основными функциями Администрации городского поселения по реализации Программы являются:

- организационное, техническое и методическое содействие организациям, участвующим в реализации Программы;
- обеспечение взаимодействия органов местного самоуправления и организаций, участвующих в реализации Программы;
- обеспечение взаимодействия с уполномоченными органами исполнительной власти Чукотского автономного округа по заключению договоров (соглашений) на реализацию инвестиционных программ организаций, участвующих в реализации Программы;
- подготовка заключения об эффективности реализации Программы;
- осуществление мероприятий в сфере информационного освещения и сопровождения реализации Программы;
- сбор информации о ходе выполнения производственных и инвестиционных программ организаций, участвующих в реализации Программы, в рамках проведения мониторинга Программы;
- осуществление сбора информации о реализации Программы и использовании финансовых средств;
- расчет текущих значений целевых показателей и индикаторов в периоды реализации Программы;
- участие в разработке инвестиционных программ и подготовка проекта соглашения с организациями, участвующими в реализации Программы, на реализацию инвестиционных программ.

Контроль за исполнением Программы осуществляет глава администрации поселения.

Решение о внесении корректировок в Программу утверждается представительным органом местного самоуправления по итогам анализа отчета исполнителей Программы. Причинами для внесения корректировок в Программу являются:

- отклонения в выполнении мероприятий Программы в предшествующий период;
- приведение объемов финансирования Программы в соответствие с фактическим уровнем цен и фактическими условиями бюджетного финансирования;
- уточнения мероприятий Программы, сроков реализации, объемов финансирования мероприятий Программы;
- внесения изменений в генеральный план развития поселения, а также схемы развития коммунальной инфраструктуры.

Методика определения источников инвестиций для реализации Программы представлена в Таблица 27.

Таблица 27. Методика реализации Программы

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок реализации
1	Определение возможности выделения средств из бюджета (местного, регионального) на реализацию Программы	ежегодно в период формирования проекта бюджета населенного пункта в сроки, установленные нормативными актами
2	Определение возможности привлечения финансовых мер поддержки из федерального бюджета для реализации Программы	ежегодно в период формирования проекта бюджета населенного пункта в сроки, установленные нормативными актами
3	Подготовка и проведение конкурсов на привлечение инвесторов в форме концессионных соглашений, энерго-сервисных контрактов	не реже 1 раза в год на основании распоряжения главы муниципального района
4	Рассмотрение поступающих от концессионеров предложений	по мере поступления, в сроки, установленные ФЗ-115
5	Утверждение инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и ресурсоснабжающих организаций в целях реализации Программы	в соответствии с требованиями отраслевого законодательства
6	Утверждение тарифов на коммунальные услуги	не позднее 10 дней до даты начала применения соответствующих тарифов

Том II. Обосновывающие материалы

1. Обоснование прогнозируемого спроса на коммунальные ресурсы

1.1. Прогноз показателей социально-экономического развития городского поселения Беринговский на период до 2040 г.

Ключевыми показателями, оказывающими влияние на объемы потребления энергоресурсов и коммунальных услуг, являются численность населения, а также объемы застройки жилых, коммерческих и бюджетных зданий и сооружений.

Согласно фактическим данным, численность населения городского поселения Беринговский после снижения в 2015-2017 гг. в 2019 г. вернулась на прежний уровень. Однако предпосылок для дальнейшего роста данного показателя не наблюдается, исходя из чего можно сделать вывод о необходимости построения прогноза на основании имеющихся фактических данных².

Прогноз численности населения городского поселения Беринговский на период до 2040 г., основанный на анализе фактических данных, представлен в таблице (Таблица 28).

Таблица 28. Динамика численности населения поселения Беринговский на период до 2040 г.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Численность населения, чел.	910	796	757	788	911	830	829	828	828	827	826	825	825
Прирост, %		-13%	-5%	4%	16%	-9%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Показатель	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Численность населения, чел.	824	823	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822	822
Прирост, %	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

В Генеральном плане городского поселения Беринговский закладываются планы по развитию жилого фонда, а также капитальному строительству социально-значимых объектов и учреждений, однако официальные документы, утверждающие данные мероприятия, на сегодняшний день отсутствуют, что позволяет прогнозировать показатель площади зданий (Таблица 29) и количества бюджетных и прочих учреждений (Таблица 30) на уровне фактических данных за 2019 г. Тем не менее, в случае утверждения и реализации соответствующих планов необходимо внесение корректировок в Программу в части

² Прогноз до 2030 г. рассчитан по линейному тренду, построенному на основании фактических данных о численности населения за 2015-2019 гг.; с 2031 г. – на уровне показателя 2030 г.

прогноза развития общественно-деловой застройки и, как следствие, показателей нагрузок и объемов потребления коммунальных ресурсов.

Таблица 29. Динамика общей площади жилых, бюджетных и коммерческих помещений в поселении Беринговский на период до 2040 г., тыс. кв. м

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Жилые помещения	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6
Бюджетные организации	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
Прочие организации	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7

При этом показатель количества учреждений оценивается относительно объектов, в отношении которых производятся начисления по предоставляемым коммунальным услугам, что позволяет рассчитать корректные удельные показатели потребления, используемые при прогнозировании спроса на коммунальные услуги.

Таблица 30. Динамика количества бюджетных и прочих учреждений в поселении Беринговский в разрезе начислений по видам деятельности на период до 2040 г., ед.

Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2040
Бюджетные учреждения							
Электроснабжение	39	39	39	39	39	39	39
ГВС	29	29	29	29	29	29	29
ХВС	28	28	28	28	28	28	28
Прочие учреждения							
Электроснабжение	66	66	66	66	66	66	66
ГВС	37	37	37	37	37	37	37
ХВС	38	38	38	38	38	38	38

1.2. Методика формирования прогноза спроса на коммунальные услуги в городском поселении Беринговский на период до 2040 г.

Прогноз спроса на коммунальные услуги по городскому поселению Беринговский формируется на основании фактических удельных показателей потребления в расчете на 1 человека для населения и на 1 организацию для бюджетных и прочих учреждений по всем видам услуг кроме теплоснабжения, для которого применяются удельные величины на 1 квадратный метр жилого фонда для населения или 1 квадратный метр занимаемой площади для организаций.

Для построения обоснованного и релевантного прогноза оказания коммунальных услуг населению на перспективу до 2040 г. в качестве базисных необходимо использовать фактические значения за 2019 г., так как в течение 2018 г. ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» на основании Федерального закона от 03.04.2018 г. № 59-ФЗ «О внесении изменений в Жилищный кодекс Российской Федерации» осуществлял перевод всех абонентов на прямые договора. До 2018 г. предоставление коммунальных услуг населению осуществлялось через управляющие

компании, что при сравнении аналогичных показателей за несколько лет может привести к смещенным оценкам из-за изменения подхода к начислениям и учету полезного отпуска.

Для прогнозирования спроса со стороны бюджетных и прочих учреждений применяются средние значения удельных показателей из расчета на 1 организацию за 2017-2019 гг., что обосновывается наличием ряда факторов, влияющих на изменение потребления коммунальных услуг. К таким факторам относятся: установка *индивидуальных приборов учета, использование индивидуальных источников нагрева воды или тепловой энергии, изменение спроса на услуги организации или количества посещающих бюджетные учреждения, а также климатические и погодные условия. Невозможность установления конкретных причин изменения удельных показателей в каждом конкретном случае обуславливает применение для целей прогнозирования средних значений фактических показателей.

1.3. Прогноз потребления электрической энергии в городском поселении Беринговский на период до 2040 г.

Удельное фактическое потребление населением в 2019 г. составило 2,0 тыс. кВт*ч/чел./год, среднее за 2017-2019 гг. по бюджетным учреждениям – 13,6 тыс. кВт*ч/ед./год, а по прочим – 35,4 тыс. кВт*ч/ед./год (Таблица 31), что используется в качестве базисных показателей для построения прогноза спроса на электрическую энергию.

Таблица 31. Изменение удельного потребления электрической энергии за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для про-гноза	Комментарий
Население	тыс. кВт*ч/чел./год	2,5	2,3	2,0	2,0	Значение за 2019 г.
Бюджетные учреждения	тыс. кВт*ч/ед./год	13,6	14,0	13,2	13,6	Среднее за 2017-2019 гг.
Прочие	тыс. кВт*ч/ед./год	31,5	34,1	40,5	35,4	Среднее за 2017-2019 гг.

Прогнозируемые объемы отпуска электрической энергии по категориям потребителей представлены в таблице (Таблица 32).

Таблица 32. Динамика объемов потребления электрической энергии городского поселения Беринговский на период до 2040 г., млн кВт*ч

[illegible]

[illegible]

1.4. Прогноз потребления тепловой энергии

Для прогнозирования потребления тепловой энергии в перспективе до 2040 г. со стороны населения применяется удельный показатель отпуска за 2019 г., что обусловлено переводом абонентов на прямые договора в течение 2018 г. (подраздел 1.2). При этом стоит отметить, что среднее отклонение удельного показателя за 2017-2019 гг. составляет всего 3,6% и говорит об отсутствии значимых внешних факторов, влияющих на потребление тепла в данный период, исходя из чего можно сделать вывод о релевантности применения удельного показателя за 2019 г. также для прочих категорий потребителей (бюджетные и прочие учреждения).

Таблица 33. Изменение удельного потребления тепловой энергии за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для про-гноза	Комментарий
Жилой фонд (ЖФ)	Гкал/м2/год	0,34	0,36	0,38	0,38	Значение за 2019 г.
Бюджетные учре-ждения	Гкал/м2/год	н/д	н/д	0,42	0,42	Значение за 2019 г.
Прочие	Гкал/м2/год	н/д	н/д	0,30	0,30	Значение за 2019 г.

*н/д – данные по площадям за 2017-2018 гг. по группам потребителей бюджетных и прочих учреждений отсутствуют

Таким образом, на основании ожидаемой динамики изменения социально-экономических показателей был построен прогноз потребления тепловой энергии на период до 2040 г. с применением удельных показателей за 2019 г. Результаты расчета представлены в таблице (Таблица 34).

Таблица 34. Динамика объемов потребления тепловой энергии городского поселения Беринговский на период до 2040 г., тыс. Гкал

[illegible]

1.5. Прогноз объемов полезного отпуска холодной питьевой воды потребителям в городском поселении Беринговский на период до 2040 г.

Фактическое потребление воды населением городского поселения Беринговский в 2019 г. составило 50,8 тыс. куб. м или 55,8 куб. м в расчете на человека в год, что используется в качестве расчетного показателя для построения прогноза.

Для расчета прогноза отпуска холодной воды бюджетным и прочим организациям используются средние значения удельных показателей потребления в расчете на 1 учреждение за 2018-2019 гг. (Таблица 35).

Таблица 35. Изменение удельного потребления холодной питьевой воды за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для прогноза	Комментарий
Население	м3/чел./год	57,8	60,3	55,8	55,8	Значение за 2019 г.
Бюджетные учреждения	м3/ед./год	279,6	298,5	216,5	264,9	Среднее за 2017-2019 гг.
Прочие	м3/ед./год	47,1	44,8	54,4	48,8	Среднее за 2017-2019 гг.

На основании удельных показателей потребления холодной питьевой воды, а также прогнозируемых значений социально-экономических показателей, был построен прогноз отпуска холодной питьевой воды в городском поселении Беринговский на перспективу до 2040 г. (Таблица 36).

Таблица 36. Динамика полезного отпуска потребителям холодной питьевой воды на период до 2040 г., тыс. куб. м

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ВСЕГО:	73,0	58,9	53,7	57,6	58,9	55,6	55,5	55,5	55,5	55,4	55,3	55,3	55,3
Население	59,1	47,8	43,8	47,5	50,8	46,3	46,2	46,2	46,2	46,1	46,1	46,0	46,0
Бюджетные	9,3	8,8	8,1	8,4	6,1	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Прочие	4,6	2,3	1,8	1,7	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ВСЕГО:	55,2	55,2	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1
Население	46,0	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9
Бюджетные	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Прочие	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9

1.6. Прогноз потребления горячей воды в городском поселении Беринговский на период до 2040 г.

В городском поселении Беринговский действует закрытая система горячего водоснабжения. Показатели удельного потребления представлены в таблице (Таблица 37).

Таблица 37. Изменение удельного потребления горячей воды за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для про-гноза	Комментарий
Население	м3/чел./год	45,8	47,9	44,1	44,1	Значение за 2019 г.
Бюджетные учреждения	м3/ед./год	144,2	146,2	141,5	144,0	Среднее за 2017-2019 гг.
Прочие	м3/ед./год	35,7	30,3	47,4	37,8	Среднее за 2017-2019 гг.

На основании прогнозируемых показателей социально-экономического развития, представленных в подразделе 1.1, был построен прогноз потребления горячей воды (Таблица 38) с использованием значений удельного потребления за 2019 г. для населения и средних значений за 2018-2019 гг. для бюджетных и прочих учреждений.

Таблица 38. Динамика полезного отпуска потребителям горячей воды на период до 2040 г., тыс. куб. м

[illegible]

1.7. Прогноз объемов поступления сточных вод в городском поселении Беринговский на период до 2040 г.

Прогноз объемов поступления сточных вод в городском поселении Беринговский оценивается как сумма перспективных объемов потребления холодной и горячей воды, определенных в подразделах 1.5 и 1.6 соответственно (Таблица 39).

Таблица 39. Динамика объемов сточных вод на период до 2040 г., тыс. куб. м

[illegible]

2. Обоснование целевых показателей комплексного развития коммунальной инфраструктуры, а также мероприятий, входящих в план застройки поселения, городского округа

Комплексное развитие коммунальной инфраструктуры будет осуществляться в рамках реализации мероприятий, определенных в Разделе 5 Программного документа, и будет направлено на повышение надежности, энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры, а также повышение доступности и качества оказываемых услуг, согласно целевым показателям, определенным в Разделе 4 Программного документа по каждому виду деятельности.

Мероприятия, входящие в план застройки поселения, определяются документами территориального планирования населенного пункта. На сегодняшний день официальных документов, утверждающих новое строительство, в городском поселении Беринговский нет, однако в Генеральном плане населенного пункта закладываются перспективные планы по расширению жилого фонда и строительству социально-значимых объектов. В случае утверждения соответствующих мероприятий необходимо своевременно внести корректировки в текст и параметры Программы.

3. Характеристика состояния и проблем соответствующей системы коммунальной инфраструктуры

3.1. Электроснабжение

3.1.1. Описание системы генерации и транспортировки электрической энергии.

Источником электрической энергии в населенном пункте являются дизельные электрические станции (ДЭС), в которых установлены дизельные агрегаты.

Количество ДЭС – 1.

Краткая характеристика дизельных агрегатов приведена в таблице (Таблица 40).

Таблица 40. Краткая характеристика дизельных агрегатов ДЭС

Условный № агрегата	Наименование агрегата	Номинальная мощность, кВт	Режим работы
1	ТОР-1020	1020	продолжительный
2	ТОР-1020	1020	продолжительный
3	ТОР-1020	1020	продолжительный
4	ТОР-1020	1020	продолжительный
5	ТОР-1020	1020	продолжительный
6	ТОР-1020	1020	продолжительный
ИТОГО		6120	

Основными элементами системы транспортировки электрической энергии являются трансформаторные подстанции (ТП) с установленным оборудованием, а также линии электропередач (ЛЭП).

Краткая характеристика силовых трансформаторов приведена в таблице ниже.

Устройства компенсации реактивной мощности отсутствуют.

С дизельных агрегатов вырабатывается электроэнергия напряжением 0,4 кВ, после чего повышается до 6 кВ и распределяется по населенному пункту до понижающих трансформаторов.

Таблица 41. Сведения о силовых трансформаторах

№ ТП	Уровни напряжения, кВ	Тип	Мощность, кВА
ТП-1	6/0,4	ТМ	400
ТП-1	6/0,4	ТМ	400
ТП-2	6/0,4	ТМ	630
ТП-2	6/0,4	ТМ	630
ТП-3	6/0,4	ТМ	630
ТП-3	6/0,4	ТМ	630
ТП-4	6/0,4	ТМ	400
ТП-4	6/0,4	ТМ	400
ТП-5	6/0,4	ТМ	400
ТП-5	6/0,4	ТМ	400
ТП-6	6/0,4	ТМ	400
ТП-6	6/0,4	ТМ	400
ТП-7	6/0,4	ТМ	400
ТП-7	6/0,4	ТМ	630
ТП-7	6/0,4	ТМ	630
Скважина-6	6/0,4	ТМ	250
Скважина-5	6/0,4	ТМ	250
Скважина-5	6/0,4	ТМ	250
КТП-1 МЭЦ	6/0,4	ТМГ	630
КТП-2 МЭЦ	6/0,4	ТМГ	630
ТП-1 МЭЦ	6,3/0,4	S11-1600/6,3	1600
ТП-1 МЭЦ	6,3/0,4	S11-1600/6,3	1600
ТП-2 МЭЦ	6,3/0,4	S11-1600/6,3	1600
ТП-2 МЭЦ	6,3/0,4	S11-1600/6,3	1600
Котельная	6/0,4	ТМ	630
Котельная	6/0,4	ТМ	400
ИТОГО			16820

Сведения о протяженности воздушных и кабельных линий приведены в таблице (Таблица 42).

Таблица 42. Сведения о протяженности воздушных и кабельных линий

Тип ЛЭП	Напряжение, кВ	Общая протяженность, км
Воздушные линии	6	13,041
Воздушные линии	0,4	-
Кабельные линии	6	7,968

Тип ЛЭП	Напряжение, кВ	Общая протяженность, км
Кабельные линии	0,4	10,565

Сведения о воздушных и кабельных линиях приведены в таблицах ниже.

Таблица 43. Сведения о воздушных линиях

Диспетчерское наименование ЛЭП	Точка начала электрической сети	Точка окончания электрической сети	Напряжение, кВ	Протяженность, м	Марка проводника
ВЛ-6 кВ Фидер-9 Скважина-1	оп.1	ТП-Скважина-5	6	0,85	3*АС-50
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	оп.1	оп.22	6	1,278	3*АС-95
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	оп.23	оп.64 отпайка	6	2,431	3*АС-95
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	оп.64 отпайка	оп.164 Аэропорт	6	5,194	3*АС-95
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	оп.64 отпайка	оп.195 Морпорт	6	1,838	3*АС-95
ВЛ-6 кВ (ТП-1 - ТП-4)	оп.1	ТП-4	6	0,4	3*АС-50
ВЛ-6 кВ Скважина-6	оп.1	оп.22	6	1,05	3*АС-50
Итого				13,041	

В настоящее время воздушные линии электропередач выполнены из неизолированных проводов марки АС. При плановой замене изношенных сетей необходимо осуществить замену проводов на самонесущие изолированные провода марки СИП для повышения надежности электроснабжения и снижения рисков возникновения аварийных ситуаций, поскольку указанные провода СИП способны выдержать ветровые нагрузки, большие по сравнению с аналогичной характеристикой проводов АС.

Отдельно стоит отметить наличие линии напряжением 6 кВ от РУ-6 кВ до потребителей «Морпорт» и «Аэропорт». Общая протяженность линии составляет более 11 км, что создает дополнительные потери при передаче электроэнергии. Также настолько протяженная линия повышает риск возникновения аварийных ситуаций.

Таблица 44. Сведения о кабельных линиях

Диспетчерское наименование ЛЭП	Точка начала электрической сети	Точка окончания электрической сети	Напряжение, кВ	Протяженность, м	Марка проводника
КЛ-6 кВ Фидер-1 "Низ"	ДЭС	ТП-1	6	0,045	ВБ6Шв-3*240
КЛ-6 кВ Фидер-1 "Низ"	ДЭС	ТП-1	6	0,25	пеханс-3*150
КЛ-6 кВ Фидер-2 Котельная	ДЭС	кабель-2	6	0,045	пеханс-3*70
КЛ-6 кВ Фидер-2 Котельная	кабель-2	ТП-7	6	0,4	ААШВУ-3*120
КЛ-6 кВ Фидер-6 Котельная	ДЭС яч.	кабель-2	6	0,045	пеханс-3*70
КЛ-6 кВ Фидер-6 Котельная	кабель-2	ТП-7	6	0,4	ЦСПНУ-3*95
ВЛ-6 кВ Фидер-9 Скважина-1	ДЭС яч.	кабель-2	6	0,045	пеханс-3*70
ВЛ-6 кВ Фидер-9 Скважина-1	кабель-2	кабель-3	6	0,3	ВБ6Шв-3*240
ВЛ-6 кВ Фидер-9 Скважина-1	кабель-3	кабель-4	6	0,015	АСБ-3*95
ВЛ-6 кВ Фидер-9 Скважина-1	кабель-4	оп.1	6	0,3	ЦСПНУ-3*95
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	ДЭС	оп.1	6	0,61	СБН-3*70
ВЛ-6 кВ Фидер-12 Аэропорт	оп.22	оп.23	6	0,398	АСБ-3*95
КЛ-6 кВ Фидер-14 "Верх"	ДЭС	ТП-1	6	0,045	ВБ6Шв-3*240

Диспетчерское наименование ЛЭП	Точка начала электрической сети	Точка окончания электрической сети	Напряжение, кВ	Протяженность, м	Марка проводника
КЛ-6 кВ Фидер-14 "Верх"	ДЭС	ТП-1	6	0,25	пеханс-3*150
КЛ-6 кВ (ТП-1 - ТП-2 резерв)	ТП-1	ТП-2	6	0,6	пеханс-А-3*35
КЛ-6 кВ (ТП-1 - ТП-2)	ТП-1	ТП-2	6	0,6	СБН-3*70
ВЛ-6 кВ (ТП-1 - ТП-4)	ТП-1	оп.1	6	0,1	СБН-3*70
КЛ-6 кВ (ТП-1 - ТП-4)	ТП-1	ТП-4	6	0,5	пеханс-3*150
КЛ-6 кВ (ТП-2 - ТП-3 резерв)	ТП-2	ТП-3	6	0,45	АСБ 3*70
КЛ-6 кВ (ТП-2 - ТП-6)	ТП-2	ТП-6	6	0,5	ААШВу-3*95
КЛ-6 кВ (ТП-4 - ТП-5)	ТП-4	ТП-5	6	0,3	ААБ 3*70
КЛ-6 кВ (ТП-4 - ТП-5)	ТП-4	ТП-5	6	0,3	ААБ 3*70
КЛ-6 кВ (ТП-5 - ТП-3)	ТП-5	ТП-3	6	0,5	ААБ 3*70
ВЛ-6 кВ Скажина-6	ТП-5	оп.1	6	0,07	СБН 3*35
КЛ-6 кВ (ТП-7 - ТП-6)	ТП-7	ТП-6	6	0,5	АСБ 3*70
КЛ-6 кВ (ТП-7-ТП-кот. нов)	ТП-7	ТП-котельная новая	6	0,2	АСБ 3*70
КЛ-6 кВ (ТП-7-ТП-кот. стар)	ТП-7	ТП-котельная старая	6	0,2	АСБ 3*70
КЛ-0,4 кВ СН-ДЭС	ТП-ДЭС	СН-ДЭС	0,4	0,015	АВГ 4*16
КЛ-0,4 кВ Пивзавод	ТП-1	Пивзавод	0,4	0,15	СБН 3*95
КЛ-0,4 кВ Шахтная-1,3	ТП-1	ж/д Шахтная-1,3	0,4	0,4	СБН-3*95
КЛ-0,4 кВ Шахтная-13 резерв	ТП-1	ж/д Шахтная-13 резерв	0,4	0,4	СБН 3*50
КЛ-0,4 кВ Шахтная-13	ТП-1	ж/д Шахтная-13	0,4	0,4	СБН-3*50
КЛ-0,4 кВ УТВС	ТП-1	УТВС	0,4	0,07	АВГ 3*35
КЛ-0,4 кВ Мандрикова 4,6	ТП-1	Мандрикова 4,6	0,4	0,5	ААБ 3*120
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-14	ТП-1	неж. Мандрикова-14	0,4	0,4	СБН-3*95
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-5	ТП-2	ж/д Мандрикова-5	0,4	0,28	АВВГ-4*95
КЛ-0,4 кВ Строительная-1	ТП-2	ж/д Строительная-1	0,4	0,17	АВВГ-4*70
КЛ-0,4 кВ Строительная-1	ТП-2	ж/д Строительная-1	0,4	0,15	ААБ-4*95
КЛ-0,4 кВ Строит-1 резерв	ТП-2	ж/д Строительная-1 резерв	0,4	0,15	ААБ-4*95
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-1	ТП-2	ж/д Мандрикова-1	0,4	0,2	СБН-4*35
КЛ-0,4 кВ Строительная-7, 8	ТП-2	ж/д Строительная-7, 8	0,4	0,2	ГРШ-4*50
КЛ-0,4 кВ Ман.-6-4-2	ТП-2	Мандрикова-6-4-2	0,4	0,3	АБВ 3*120+1*70
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-11	ТП-3	ж/д Мандрикова-11	0,4	0,42	АВР 3*95+1*70
КЛ-0,4 кВ Мандрикова 14	ТП-3	ж/д Мандрикова 14, Станция Билайн	0,4	0,45	АВР 3*95+1*70
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-16	ТП-4	ж/д Мандрикова-16	0,4	0,27	АВВГ 4*70
КЛ-0,4 кВ Шахтная-33	ТП-4	ж/д Шахтная-33	0,4	0,15	ААБ-3*120
КЛ-0,4 кВ Шахтная 33 резерв	ТП-4	ж/д Шахтная 33 резерв	0,4	0,15	ААБ-3*120
КЛ-0,4 кВ Ревкома Чукотки-7	ТП-4	ж/д Ревкома Чукотки-7	0,4	0,18	ГРШЭ-3*70+1*35
КЛ-0,4 кВ Шахтная-31	ТП-4	ж/д Шахтная-	0,4	0,15	ААБ-3*95

Диспетчерское наименование ЛЭП	Точка начала электрической сети	Точка окончания электрической сети	Напряжение, кВ	Протяженность, м	Марка проводника
		31			
КЛ-0,4 кВ Шахтная-31 резерв	ТП-4	ж/д Шахтная-31 резерв	0,4	0,15	ААБ-3*95
КЛ-0,4 кВ Скважина-1	ТП-4	Скважина-1	0,4	0,12	СБН-3*35
КЛ-0,4 кВ Скважина-1 резерв	ТП-4	Скважина-1 резерв	0,4	0,12	СБН-3*35
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-22	ТП-5	ж/д Мандрикова-22	0,4	0,17	ААШВУ 4*95
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-24	ТП-5	ж/д Мандрикова-24	0,4	0,07	ААШВУ-4*95
КЛ-0,4 кВ Мандрикова-26	ТП-5	ж/д Мандрикова-26	0,4	0,12	ААШВУ-4*95
КЛ-0,4 кВ Строительная-22	ТП-5	ж/д Строительная-22	0,4	0,25	ААБ-3*95
КЛ-0,4 кВ Строительная-18	ТП-5	ж/д Строительная-18	0,4	0,32	ААБ-3*120
КЛ-0,4 кВ Мандрикова 26 резерв	ТП-5	ж/д Мандрикова 26 резерв	0,4	0,12	ААШВУ-4*95
КЛ-0,4 кВ Скважина 6 резерв	ТП-5	Скважина 6 резерв	0,4	1,2	АВВГ-4*120
КЛ-0,4 кВ Беринга-15	ТП-6	ж/д Беринга-15	0,4	0,25	АБВ 4*70
КЛ-0,4 кВ Строит.-2 (1-2 подъезд)	ТП-6	ж/д Строительная-2 (1-2 подъезд)	0,4	0,35	АСБн-4*120
КЛ-0,4 кВ Строит.-2 (3-4 подъезд)	ТП-6	ж/д Строительная-2 (3-4 подъезд)	0,4	0,35	АСБн-4*120
КЛ-0,4 кВ Гараж ЧКХ	ТП-6	гараж ЧКХ	0,4	0,22	АВВГ 3*95+1*50
КЛ-0,4 кВ Котельная новая	ТП-7	Котельная новая	0,4	0,4	СБН-4*185
КЛ-0,4 кВ Котельная новая	ТП-7	Котельная новая	0,4	0,4	СБН-4*185
КЛ-0,4 кВ Котельная новая	ТП-7	Котельная новая	0,4	0,4	АВВГ-4*150
Итого				18,533	

3.1.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки электроэнергии.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактической наработки (количества часов работы дизельного агрегата) относительного каждого агрегата, приведены в таблице ниже. При этом степень износа определена путем сравнения фактической наработки (ч) с номинальной наработкой до проведения капитального ремонта (ч), указанной в паспорте соответствующего агрегата.

Таблица 45. Степень износа дизельных генераторов по наработке

Усл. № агрегата	Наименование агрегата	Зав.№ агрегата	Фактическая наработка, ч	Наработка до капитального ремонта, ч	Год ввода в эксплуатацию	Износ, %
1	ТОР-1020	T10010248, № 25340362	11550	20000	2013	58
2	ТОР-1020	33162186	14201	20000	2013	71

Усл. № агрегата	Наименование агрегата	Зав.№ агрегата	Фактическая наработка, ч	Наработка до капитального ремонта, ч	Год ввода в эксплуатацию	Износ, %
3	ТОР-1020	T10010363, № 25374227	28928	20000	2013	100
4	ТОР-1020	T10010364, № 25374229	8390	20000	2013	42
5	ТОР-1020	25339717	28322	20000	2013	100
6	ТОР-1020	33158790	25200	20000	2013	100

Следующие агрегаты имеют показатель износа 100%:

- ТОР-1020 № T10010363, № 25374227;
- ТОР-1020 № 25339717;
- ТОР-1020 № 33158790.

В отношении генераторов, отработавших назначенный ресурс, нецелесообразно проведение испытаний по причине высокой стоимости работ, поскольку эти мероприятия подразумевают демонтаж и транспортировку генераторов на стенды испытательных лабораторий специализированных организаций. В связи с этим изношенные ДГ подлежат замене на новые.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительного каждого силового трансформатора, приведены в таблице (Таблица 46). При этом степень износа определена путем сравнения фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), указанным в исходных данных (25 или 30 лет).

Таблица 46. Степень износа силовых трансформаторов

№ ТП	Тип	Зав. №	Мощность, кВА	Год ввода в эксплуатацию	Износ, %	Остаточный срок службы, лет
ТП-1	ТМ	46103	400	2007	52	12
ТП-1	ТМ	1604	400	1976	100	0
ТП-2	ТМ	3504	630	2019	4	24
ТП-2	ТМ	3503	630	2019	4	24
ТП-3	ТМ	46390	630	1983	100	0
ТП-3	ТМ	47904	630	1993	100	0
ТП-4	ТМ	18798	400	1987	100	0
ТП-4	ТМ	29930	400	1990	100	0
ТП-5	ТМ	405	400	1988	100	0
ТП-5	ТМ	36382	400	1993	100	0
ТП-6	ТМ	44680	400	1994	100	0
ТП-6	ТМ	44692	400	1994	100	0
ТП-7	ТМ	34302	400	1986	100	0
ТП-7	ТМ	534	630	1980	100	0
ТП-7	ТМ	32949	630	1988	100	0
Скважина-6	ТМ	2234	250	2019	4	24
Скважина-5	ТМ	8813	250	2007	52	12
Скважина-5	ТМ	8801	250	2007	52	12
КТП-1 МЭЦ	ТМГ	1459120	630	2004	64	9
КТП-2 МЭЦ	ТМГ	1458275	630	2004	64	9

№ ТП	Тип	Зав. №	Мощность, кВА	Год ввода в эксплуатацию	Износ, %	Остаточный срок службы, лет
ТП-1 МЭЦ	S11-1600/6, 3	GB-1092	1600	2013	28	18
ТП-1 МЭЦ	S11-1600/6, 3	GB-1093	1600	2013	28	18
ТП-2 МЭЦ	S11-1600/6, 3	GB-1094	1600	2013	28	18
ТП-2 МЭЦ	S11-1600/6, 3	GB-1095	1600	2013	28	18
Котельная	ТМ	399	630	1973	100	0
Котельная	ТМ	3240	400	2019	4	24

Силовые трансформаторы, имеющие показатель износа 100% нуждаются в проведении срочного технического освидетельствования для оценки состояния, а также определения мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки, в объеме, установленном Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, с проведением испытаний на соответствие условиям безопасности.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительного коммутационных аппаратов и силового оборудования, приведены в таблице ниже. При этом степень износа определена путем сравнения фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), указанным в исходных данных.

Таблица 47. Износ коммутационных аппаратов

№ п/п	Наименование	Место установки	Год ввода	Износ, %
1.	Вакуумный выключатель	МЭЦ ДЭС п. Беринговский	2013	24%
2.	Вакуумный выключатель	МЭЦ ДЭС п. Беринговский	2013	24%
3.	Вакуумный выключатель	МЭЦ ДЭС п. Беринговский	2013	24%
4.	Вакуумный выключатель	ТП №1	2007	48%
5.	Разъединитель	ТП №1	1976	100%
6.	Разъединитель	ТП №2	1978	100%
7.	Разъединитель	ТП №3	1983	100%
8.	Разъединитель	ТП №4	1987	100%
9.	Разъединитель	ТП №5	1988	100%
10.	Разъединитель	ТП №6	1994	100%
11.	Разъединитель	ТП №7	1986	100%
12.	Разъединитель	ТП котельная старая	1973	100%
13.	Разъединитель	КТП 250 "Скважина №5"	2007	48%
14.	Разъединитель	КТП 250 "Скважина №5"	2007	48%

Необходимо заменить оборудование, имеющее степень износа 100%.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительного ЛЭП, отражены в таблицах ниже. При этом степень износа определена путем сравнения

фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), составляющим, согласно нормативной технической документации, 25 лет.

Таблица 48. Сводная информация о протяженности воздушных линий напряжением 6 кВ с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность воздушных линий (м) напряжением 6 кВ с остаточным сроком службы				
Тип и сечение проводника	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
3*АС-95	10,741	0	0	0
3*АС-50	0,4	0	0	1,9
ИТОГО	11,141	0	0	1,9

Таблица 49. Сводная информация о протяженности кабельных линий напряжением 0,4 кВ с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность кабельных линий (м) напряжением 0,4 кВ с остаточным сроком службы				
Тип и сечение проводника	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
3*35	0,24	0	0	0,07
3*50	0	0	0	0,8
3*95	0,85	0,65	0	0
3*120	0,3	0	0,32	0,5
3*70+1*35	0	0,18	0	0
3*95+1*50	0	0	0	0,22
3*95+1*70	0,42	0	0	0,45
3*120+1*70	0	0	0,3	0
4*16	0	0	0	0,015
4*35	0,2	0	0	0
4*50	0,2	0	0	0
4*70	0	0	0,42	0,27
4*95	0,61	0	0,17	0,28
4*120	0,7	0	1,2	0
4*150	0,4	0	0	0
4*185	0	0	0,8	0
ИТОГО	3,92	0,83	3,21	2,605

Таблица 50. Сводная информация о протяженности кабельных линий напряжением 6 кВ с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность кабельных линий (м) напряжением 6 кВ с остаточным сроком службы				
Тип и сечение проводника	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
3*35	0	0	0	0,67
3*70	1,41	0	0,7	1,785
3*95	1,613	0	0	0
3*120	0,4	0	0	0
3*150	0	0	0	1
3*240	0,3	0	0	0,09
ИТОГО	3,723	0	0,7	3,545

Таблица 51. Сводная информация о протяженности кабельных линий с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Сводная, протяженность кабельных линий				
Тип и сечение проводника	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
3*35	0,24	0	0	0,74
3*50	0	0	0	0,8
3*70	1,41	0	0,7	1,785
3*95	2,463	0,65	0	0
3*120	0,7	0	0,32	0,5
3*150	0	0	0	1

Сводная, протяженность кабельных линий				
Тип и сечение проводника	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
3*240	0,3	0	0	0,09
3*70+1*35	0	0,18	0	0
3*95+1*50	0	0	0	0,22
3*95+1*70	0,42	0	0	0,45
3*120+1*70	0	0	0,3	0
4*16	0	0	0	0,015
4*70	0	0	0,42	0,27
4*95	0,61	0	0,17	0,28
4*120	0,7	0	1,2	0
4*150	0,4	0	0	0
4*185	0	0	0,8	0
ИТОГО	7,643	0,83	3,91	6,15

Таблица 52. Сводная информация о протяженности ЛЭП с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Сводная, протяженность ЛЭП				
ЛЭП	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
Воздушные	11,141	0	0	1,9
Кабельные	7,643	0,83	3,91	6,15
ИТОГО	18,784	0,83	3,91	8,05

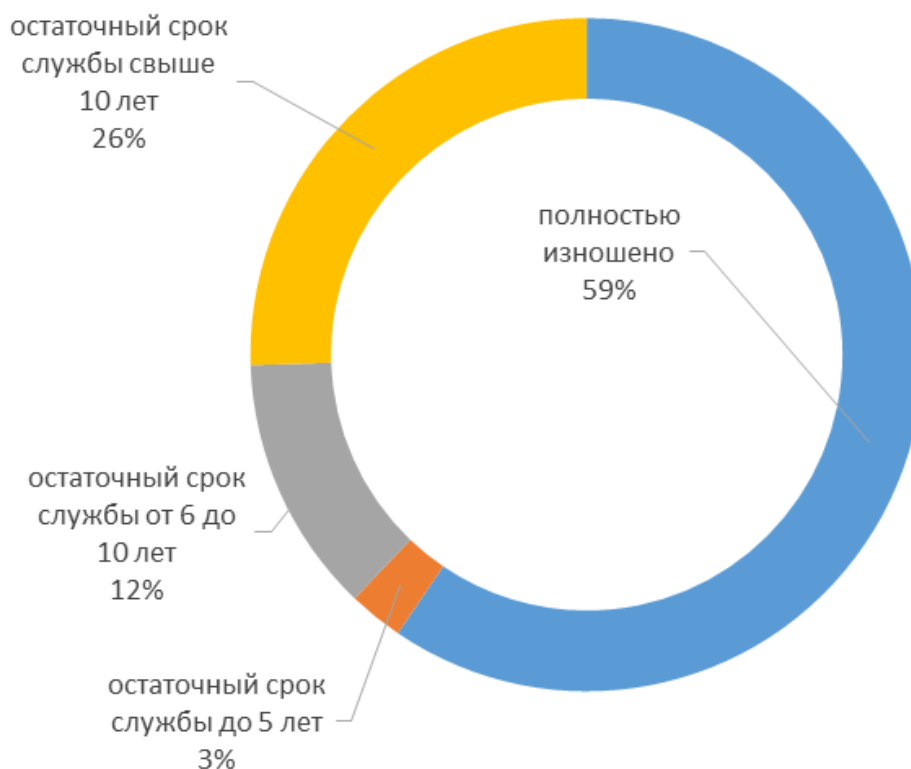


Рисунок 1. Остаточный срок службы линий электропередач

Полностью изношено 18 784 м линий электропередач (59% от всех ЛЭП). Для снижения рисков возникновения аварийных ситуаций необходима срочная замена изношенных линий.

Выводы по результатам тепловизионного контроля:

1. Распределительное устройство ДЭС

Перегревов контактных соединений не выявлено.

2. Вводное распределительное устройство котельной (1-я электрощитовая)

Перегрев контактных соединений.

3. Вводное распределительное устройство котельной (2-я электрощитовая)

Перегрев контактных соединений.

4. ТП-2, ячейка 1, ввод №1

Перегрев контактных соединений.

5. ТП-3, ячейка 6 (ввод №1,2), ячейка 7

Перегрев контактных соединений.

6. ТП-4, ячейка 1, ячейка 4

Перегрев контактных соединений.

7. ТП-6 ячейка 3 (ввод)

Перегрев контактных соединений.

8. Линии электропередач, трансформаторные подстанции

Перегревов контактных соединений не выявлено.

Выводы по результатам оценки технического состояния элементов системы генерации и транспортировки электрической энергии:

Состояние помещений ДЭС - работоспособное. Имеются признаки физического износа вследствие естественного старения и атмосферного воздействия. На ограждающих конструкциях помещений ДЭС имеются трещины, сколы, следы замачивания. Необходимо систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями ДЭС в процессе их эксплуатации (текущие и периодические осмотры согласно требованиям ПТЭД).

Техническое состояние дизельных агрегатов – ограниченно-работоспособное. В работе дизельных агрегатов, отработавших назначенный изготовителем ресурс, замечены повышенный шум, вибрация.

Техническое состояние ТП – аварийное. На зданиях имеются сквозные трещины, разрушение защитного слоя ограждающих конструкций, в помещения ТП попадает снег. Необходим капитальный ремонт подстанций.

Техническое состояние распределительных устройств – аварийное. Ячейки изношены (покрыты сплошной коррозией), двери в большинство ячеек не закрываются, коммутационные аппараты изношены, контактные соединения покрыты коррозией. Необходима замена установленного в РУ оборудования. Состояние РУ-6 кВ работоспособное.

Техническое состояние ЛЭП – ограниченно-работоспособное. Значительная доля линий электропередач полностью изношена. Подключение линий к коммутационным аппаратам в РУ подстанций ненадежно (контакты покрыты коррозией, радиус изгиба линий превышает допустимый).

3.1.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В таблице и на рисунке ниже представлена информация об основных показателях системы в 2019 г.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии изменялся практически в каждом месяце (кроме периода июль – октябрь). Наиболее экономичный режим работы ДЭС был в феврале и июне.

При этом установлено, что в 2019 г. объем потребленного топлива меньше установленного норматива на 50,38 т (2%), что свидетельствует об отсутствии серьезных нарушений в режиме работы системы генерации.

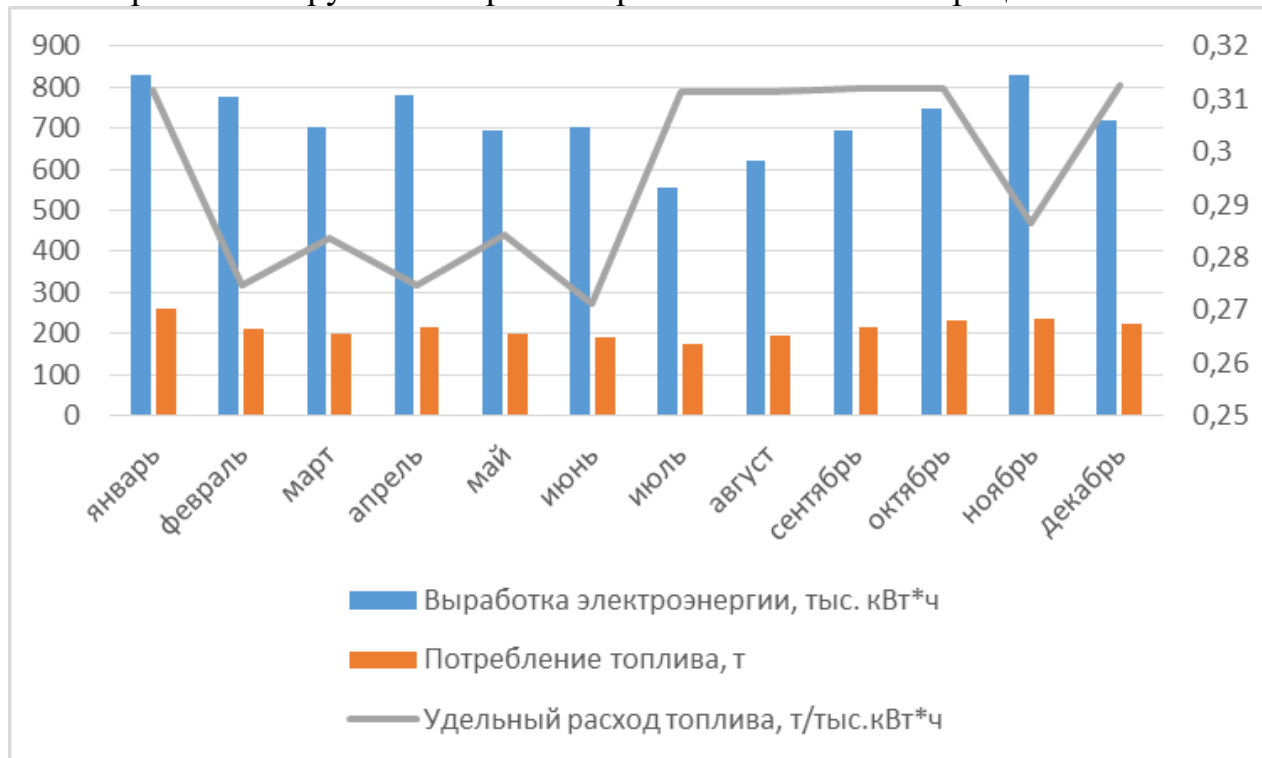


Рисунок 2. Показатели работы системы в 2019 году

Структура потребления электрической энергии представлена на рисунке ниже.

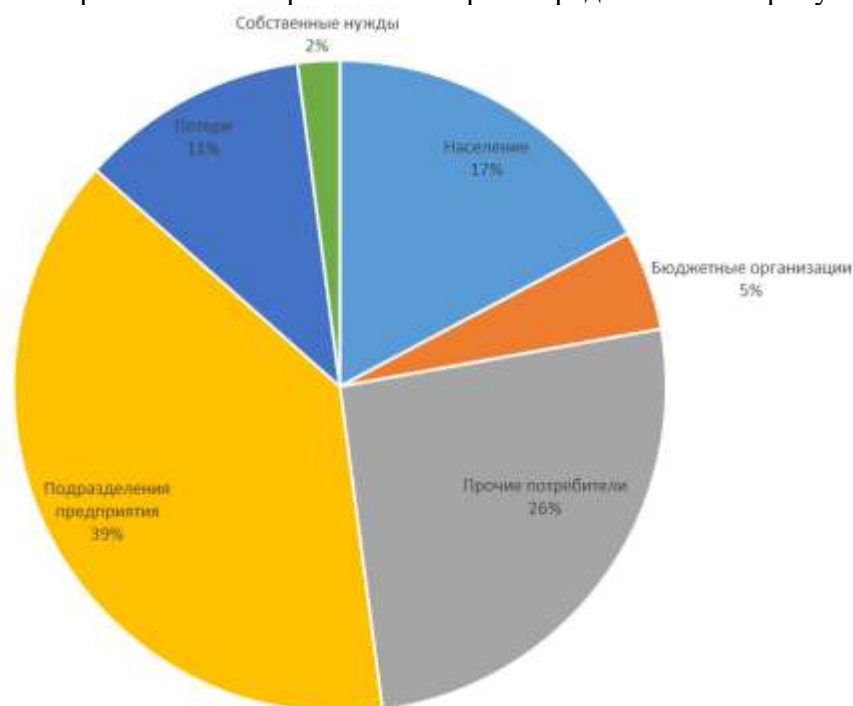


Рисунок 3. Структура потребления электрической энергии в 2019 году

Наибольший потенциал энергосбережения приходится на самые загруженные статьи расходов – подразделения предприятия, население, прочие потребители и потери.

В части завоза дизельного топлива негативных факторов не зафиксировано.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием предусмотрены работы по замене двух ДГ мощность 1020 кВт каждый. Не запланированы работы по ремонту или замене изношенных силовых трансформаторов и линий электропередач.

При техническом аудите были проведены измерительные работы в электрических сетях на ряде объектов с целью определения параметров качества электрической энергии и определения соответствия таких параметров требованиям ГОСТ 32144-2013, а также СП-31-110-2003 в части «перекоса фаз» (разница в токах наиболее и наименее нагруженных фаз).

При измерениях были определены параметры, свидетельствующие о следующих параметрах качества электрической энергии:

1. Отклонение частоты;
2. Медленные изменения напряжения;
3. Несимметрия напряжений в трехфазных системах;
4. Разница в токах наиболее и наименее нагруженных фаз;
5. Коэффициент реактивной мощности.

Допустимые значения параметров качества электроэнергии приведены в таблице (Таблица 53).

Таблица 53. Допустимые параметры качества электроэнергии

№ п/п	Параметр	Допустимое значение
1.	Отклонение частоты (параметр «частота»)	не должно превышать ± 1 Гц
2.	Установившееся отклонение напряжения	не должно превышать $\pm 15\%$
3.	Разница в токах наиболее и наименее нагруженных фаз (параметр «перекос фаз»)	не должна превышать 15%
4.	Коэффициент реактивной мощности (параметр «cos φ »)	0,92

Основные результаты проведенных измерений приведены в таблице (Таблица 54).

Таблица 54. Результаты электроизмерений

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
1	ТП-6	Ячейка 1 Гараж	А	13,3	235	0,7	2,19	407	-6,82	-7,11	77,3
2	ТП-6	Ячейка 1 Гараж	В	17,3	222	0,95	3,65	384,5	-0,91	-1,18	
3	ТП-6	Ячейка 1 Гараж	С	58,6	202	0,9	10,65	349,9	8,18	7,92	
4	ТП-6	Ячейка 2 Гараж, БСК, Администрация	А	32	236	0,99	7,48	408,8	-7,27	-7,58	92,2
5	ТП-6	Ячейка 2 Гараж, БСК, Администрация	В	2,5	232	0,13	0,08	401,8	-5,45	-5,74	
6	ТП-6	Ячейка 2 Гараж, БСК, Администрация	С	3,6	227	0,99	0,81	393,2	-3,18	-3,47	
7	ТП-6	Ячейка 3 Ввод	А	88	236	0,99	20,56	408,8	-7,27	-7,58	60,2
8	ТП-6	Ячейка 3 Ввод	В	63,6	233	0,95	14,08	403,6	-5,91	-6,21	
9	ТП-6	Ячейка 3 Ввод	С	159,7	228	0,99	36,05	394,9	-3,64	-3,92	
10	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (3, 4 подъезд)	А	3,5	237	0,6	0,5	410,5	-7,73	-8,03	90,0
11	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (3, 4 подъезд)	В	34,9	232	0,96	7,77	401,8	-5,45	-5,74	
12	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (3, 4 подъезд)	С	4	228	0,5	0,46	394,9	-3,64	-3,92	
13	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (1,2 подъезд)	А	22,5	236	0,9	4,78	408,8	-7,27	-7,58	43,1
14	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (1,2 подъезд)	В	12,8	232	0,74	2,2	401,8	-5,45	-5,74	
15	ТП-6	Ячейка 4 Стр 2 (1,2 подъезд)	С	22	228	0,96	4,82	394,9	-3,64	-3,92	
16	ТП-6	Ячейка 4 Верхний правый фидер	А	27,8	235	0,92	6,01	407	-6,82	-7,11	48,5

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фаз- ного, %	Установившееся отклонение напряжения ли- нейного, %	Перекас фаз, %
17	ТП-6	Ячейка 4 Верхний правый фидер	В	54	233	0,97	12,2	403,6	-5,91	-6,21	
18	ТП-6	Ячейка 4 Верхний правый фидер	С	31	227	0,98	6,9	393,2	-3,18	-3,47	
19	ТП-5	Ввод	А	196,1	230	0,97	43,75	398,4	-4,55	-4,84	24,7
20	ТП-5	Ввод	В	158,1	231	0,97	35,43	400,1	-5	-5,29	
21	ТП-5	Ввод	С	147,7	230	0,95	32,27	398,4	-4,55	-4,84	
22	ТП-5	Строительная 22	А	42	229	1	9,62	396,6	-4,09	-4,37	79,3
23	ТП-5	Строительная 22	В	22,7	230	0,97	5,06	398,4	-4,55	-4,84	
24	ТП-5	Строительная 22	С	8,7	231	0,92	1,85	400,1	-5	-5,29	
25	ТП-5	Мандрикова 26	А	37	230	1	8,51	398,4	-4,55	-4,84	77,3
26	ТП-5	Мандрикова 26	В	21,4	230	0,86	4,23	398,4	-4,55	-4,84	
27	ТП-5	Мандрикова 26	С	8,4	230	1	1,93	398,4	-4,55	-4,84	
28	ТП-5	Загр.гар.	А	4,3	229	1	0,98	396,6	-4,09	-4,37	60,9
29	ТП-5	Загр.гар.	В	6,3	225	1	1,42	389,7	-2,27	-2,55	
30	ТП-5	Загр.гар.	С	11	229	1	2,52	396,6	-4,09	-4,37	
31	ТП-5	Мандрикова 22	А	24,7	226	0,9	5,02	391,4	-2,73	-3	69,7
32	ТП-5	Мандрикова 22	В	34	227	0,96	7,41	393,2	-3,18	-3,47	
33	ТП-5	Мандрикова 22	С	10,3	223	0,99	2,27	386,2	-1,36	-1,63	
34	ТП-5	Мандрикова 24	А	30	226	0,94	6,37	391,4	-2,73	-3	36,4
35	ТП-5	Мандрикова 24	В	47,2	216	0,99	10,09	374,1	1,82	1,55	
36	ТП-5	Мандрикова 24	С	44,3	218	0,99	9,56	377,6	0,91	0,63	
37	ТП-5	Строительная 24	А	24,8	229	1	5,68	396,6	-4,09	-4,37	17,3
38	ТП-5	Строительная 24	В	28	231	1	6,47	400,1	-5	-5,29	
39	ТП-5	Строительная 24	С	30	230	0,99	6,83	398,4	-4,55	-4,84	
40	ТП-5	Строительная 18	А	25	230	0,96	5,52	398,4	-4,55	-4,84	18,0
41	ТП-5	Строительная 18	В	24,9	230	0,99	5,67	398,4	-4,55	-4,84	
42	ТП-5	Строительная 18	С	20,5	230	0,99	4,67	398,4	-4,55	-4,84	
43	ТП-4	Ввод	А	71,1	231	0,97	15,93	400,1	-5	-5,29	23,3
44	ТП-4	Ввод	В	92,7	232	0,98	21,08	401,8	-5,45	-5,74	
45	ТП-4	Ввод	С	88,8	227	0,99	19,96	393,2	-3,18	-3,47	
46	ТП-4	Скважина	А	12,3	223	0,7	1,92	386,2	-1,36	-1,63	78,6

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
47	ТП-4	Скважина	В	14	230	0,75	2,42	398,4	-4,55	-4,84	100,0
48	ТП-4	Скважина	С	3	226	0,96	0,65	391,4	-2,73	-3	
49	ТП-4	Баня	А	0	223	1	0	386,2	-1,36	-1,63	
50	ТП-4	Баня	В	21,6	231	1	4,99	400,1	-5	-5,29	
51	ТП-4	Баня	С	29	227	1	6,58	393,2	-3,18	-3,47	
52	ТП-4	Шахтная 33	А	3,8	232	1	0,88	401,8	-5,45	-5,74	75,3
53	ТП-4	Шахтная 33	В	11,8	231	0,93	2,53	400,1	-5	-5,29	
54	ТП-4	Шахтная 33	С	15,4	227	1	3,5	393,2	-3,18	-3,47	
55	ТП-4	Шахтная 31	А	8,6	231	1	1,99	400,1	-5	-5,29	100,0
56	ТП-4	Шахтная 31	В	4,9	233	1	1,14	403,6	-5,91	-6,21	
57	ТП-4	Шахтная 31	С	0	227	1	0	393,2	-3,18	-3,47	
58	ТП-4	Ревкома Чукотки 7	А	25	230	0,95	5,46	398,4	-4,55	-4,84	35,2
59	ТП-4	Ревкома Чукотки 7	В	21,4	231	1	4,94	400,1	-5	-5,29	
60	ТП-4	Ревкома Чукотки 7	С	33	227	1	7,49	393,2	-3,18	-3,47	
61	ТП-3	Ввод 1	А	192	234	0,99	44,48	405,3	-6,36	-6,66	18,4
62	ТП-3	Ввод 1	В	156,6	236	0,99	36,59	408,8	-7,27	-7,58	
63	ТП-3	Ввод 1	С	176,1	236	0,99	41,14	408,8	-7,27	-7,58	
64	ТП-3	Ввод 2	А	150	234	0,99	34,75	405,3	-6,36	-6,66	21,3
65	ТП-3	Ввод 2	В	131	233	0,98	29,91	403,6	-5,91	-6,21	
66	ТП-3	Ввод 2	С	118	236	0,98	27,29	408,8	-7,27	-7,58	
67	ТП-3	Столовая школы	А	5	231	1	1,16	400,1	-5	-5,29	57,9
68	ТП-3	Столовая школы	В	2,4	236	1	0,57	408,8	-7,27	-7,58	
69	ТП-3	Столовая школы	С	5,7	238	0,75	1,02	412,2	-8,18	-8,47	
70	ТП-3	Больница 1	А	18,8	231	1	4,34	400,1	-5	-5,29	28,7
71	ТП-3	Больница 1	В	13,4	235	1	3,15	407	-6,82	-7,11	
72	ТП-3	Больница 1	С	16,8	238	1	4	412,2	-8,18	-8,47	
73	ТП-3	Больница 2	А	21	231	1	4,85	400,1	-5	-5,29	47,6
74	ТП-3	Больница 2	В	17	235	0,96	3,84	407	-6,82	-7,11	
75	ТП-3	Больница 2	С	11	239	1	2,63	414	-8,64	-8,95	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фаз- ного, %	Установившееся отклонение напряжения ли- нейного, %	Перекас фаз, %
76	ТП-3	Строительная 16 (1,2 подъезд)	А	15,7	235	0,98	3,62	407	-6,82	-7,11	47,7
77	ТП-3	Строительная 16 (1,2 подъезд)	В	27	234	1	6,32	405,3	-6,36	-6,66	
78	ТП-3	Строительная 16 (1,2 подъезд)	С	30	233	0,99	6,92	403,6	-5,91	-6,21	
79	ТП-3	Мандрикова 11	А	25	234	0,88	5,15	405,3	-6,36	-6,66	64,0
80	ТП-3	Мандрикова 11	В	25	234	1	5,85	405,3	-6,36	-6,66	
81	ТП-3	Мандрикова 11	С	9	233	0,87	1,82	403,6	-5,91	-6,21	
82	ТП-3	Школа	А	31	234	0,98	7,11	405,3	-6,36	-6,66	55,3
83	ТП-3	Школа	В	37,6	234	1	8,8	405,3	-6,36	-6,66	
84	ТП-3	Школа	С	16,8	233	0,94	3,68	403,6	-5,91	-6,21	
85	ТП-3	Строительная 16 (3,4 подъезд)	А	48	234	0,97	10,9	405,3	-6,36	-6,66	47,2
86	ТП-3	Строительная 16 (3,4 подъезд)	В	28	233	1	6,52	403,6	-5,91	-6,21	
87	ТП-3	Строительная 16 (3,4 подъезд)	С	53	233	0,96	11,86	403,6	-5,91	-6,21	
88	ТП-3	Склады торго	А	18,4	233	0,9	3,86	403,6	-5,91	-6,21	45,1
89	ТП-3	Склады торго	В	15,8	236	0,87	3,24	408,8	-7,27	-7,58	
90	ТП-3	Склады торго	С	28,8	236	0,96	6,52	408,8	-7,27	-7,58	
91	ТП-3	Детский сад	А	40	233	0,99	9,23	403,6	-5,91	-6,21	22,5
92	ТП-3	Детский сад	В	31	236	0,99	7,24	408,8	-7,27	-7,58	
93	ТП-3	Детский сад	С	31	236	0,96	7,02	408,8	-7,27	-7,58	
94	ТП-3	РУС	А	13	233	0,88	2,67	403,6	-5,91	-6,21	30,1
95	ТП-3	РУС	В	13,4	237	0,69	2,19	410,5	-7,73	-8,03	
96	ТП-3	РУС	С	18,6	235	0,9	3,93	407	-6,82	-7,11	
97	ТП-3	Гаражи	А	62,7	237	1	14,86	410,5	-7,73	-8,03	91,5
98	ТП-3	Гаражи	В	5,3	237	0,2	0,25	410,5	-7,73	-8,03	
99	ТП-3	Гаражи	С	21	235	0,99	4,89	407	-6,82	-7,11	
100	ТП-3	Строительная 13	А	5,3	237	0,22	0,28	410,5	-7,73	-8,03	50,9
101	ТП-3	Строительная 13	В	10,6	237	0,95	2,39	410,5	-7,73	-8,03	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
102	ТП-3	Строительная 13	С	5,2	236	0,2	0,25	408,8	-7,27	-7,58	
103	ТП-3	Кафе	А	16	232	1	3,71	401,8	-5,45	-5,74	61,8
104	ТП-3	Кафе	В	21,2	236	1	5	408,8	-7,27	-7,58	
105	ТП-3	Кафе	С	41,9	236	1	9,89	408,8	-7,27	-7,58	
106	ТП-2	Ячейка 1 Ввод	А	420	222	0,99	92,31	384,5	-0,91	-1,18	18,6
107	ТП-2	Ячейка 1 Ввод	В	416	230	1	95,68	398,4	-4,55	-4,84	
108	ТП-2	Ячейка 1 Ввод	С	342	228	0,97	75,64	394,9	-3,64	-3,92	
109	ТП-2	Ячейка 2 СОК	А	11	234	0,99	2,55	405,3	-6,36	-6,66	93,9
110	ТП-2	Ячейка 2 СОК	В	37,7	228	1	8,6	394,9	-3,64	-3,92	
111	ТП-2	Ячейка 2 СОК	С	2,3	220	0,55	0,28	381,1	0	-0,29	
112	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	А	2,5	235	0,8	0,47	407	-6,82	-7,11	86,1
113	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	В	11,7	228	1	2,67	394,9	-3,64	-3,92	
114	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	С	18	234	1	4,21	405,3	-6,36	-6,66	
115	ТП-2	Ячейка 2 РОВД	А	23,8	234	1	5,57	405,3	-6,36	-6,66	94,5
116	ТП-2	Ячейка 2 РОВД	В	1,3	228	0,83	0,25	394,9	-3,64	-3,92	
117	ТП-2	Ячейка 2 РОВД	С	14,7	221	1	3,25	382,8	-0,45	-0,74	
118	ТП-2	Ячейка 2 Администрация	А	28,2	235	1	6,63	407	-6,82	-7,11	49,4
119	ТП-2	Ячейка 2 Администрация	В	24,6	228	1	5,61	394,9	-3,64	-3,92	
120	ТП-2	Ячейка 2 Администрация	С	48,6	220	0,99	10,59	381,1	0	-0,29	
121	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	А	53,7	223	0,99	11,86	386,2	-1,36	-1,63	55,9
122	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	В	23,7	226	0,8	4,28	391,4	-2,73	-3	
123	ТП-2	Ячейка 2 Строительная 7	С	36,9	221	1	8,15	382,8	-0,45	-0,74	
124	ТП-2	Ячейка 3 Кафе	А	5	234	1	1,17	405,3	-6,36	-6,66	42,0

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
		Отдых									
125	ТП-2	Ячейка 3 Кафе Отдых	В	2,9	222	1	0,64	384,5	-0,91	-1,18	
126	ТП-2	Ячейка 3 Кафе Отдых	С	4,4	225	0,79	0,78	389,7	-2,27	-2,55	
127	ТП-2	Ячейка 4 Гараж Связи	А	0	232	1	0	401,8	-5,45	-5,74	
128	ТП-2	Ячейка 4 Гараж Связи	В	0	229	1	0	396,6	-4,09	-4,37	100,0
129	ТП-2	Ячейка 4 Гараж Связи	С	3,4	235	0,8	0,64	407	-6,82	-7,11	
130	ТП-2	Ячейка 4 Чукот-коммунхоз	А	73	235	1	17,16	407	-6,82	-7,11	
131	ТП-2	Ячейка 4 Чукот-коммунхоз	В	46,6	229	0,99	10,56	396,6	-4,09	-4,37	45,2
132	ТП-2	Ячейка 4 Чукот-коммунхоз	С	40	221	1	8,84	382,8	-0,45	-0,74	
133	ТП-2	Ячейка 5 Соц. защита Военкомат	А	0	235	1	0	407	-6,82	-7,11	
134	ТП-2	Ячейка 5 Соц. защита Военкомат	В	9,3	228	0,9	1,91	394,9	-3,64	-3,92	100,0
135	ТП-2	Ячейка 5 Соц. защита Военкомат	С	19,2	221	0,99	4,2	382,8	-0,45	-0,74	
136	ТП-2	Ячейка 5 Магазин Навигатор	А	5,2	235	0,8	0,98	407	-6,82	-7,11	
137	ТП-2	Ячейка 5 Магазин Навигатор	В	8,5	229	0,7	1,36	396,6	-4,09	-4,37	78,7
138	ТП-2	Ячейка 5 Магазин Навигатор	С	24,4	222	0,99	5,36	384,5	-0,91	-1,18	
139	ТП-2	Хлебокомбинат	А	57	235	0,99	13,26	407	-6,82	-7,11	
140	ТП-2	Хлебокомбинат	В	46	228	0,7	7,34	394,9	-3,64	-3,92	77,2
141	ТП-2	Хлебокомбинат	С	13	222	0,9	2,6	384,5	-0,91	-1,18	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
142	ТП-1	Ввод 2	А	37	230	0,95	8,08	398,4	-4,55	-4,84	30,2
143	ТП-1	Ввод 2	В	53	230	1	12,19	398,4	-4,55	-4,84	
144	ТП-1	Ввод 2	С	50	226	1	11,3	391,4	-2,73	-3	
145	ТП-1	Ячейка 1	А	35	225	0,79	6,22	389,7	-2,27	-2,55	48,7
146	ТП-1	Ячейка 1	В	38	231	0,8	7,02	400,1	-5	-5,29	
147	ТП-1	Ячейка 1	С	19,5	230	0,55	2,47	398,4	-4,55	-4,84	
148	ТП-1	Ячейка 2	А	10,4	226	0,79	1,86	391,4	-2,73	-3	44,4
149	ТП-1	Ячейка 2	В	17,9	231	0,8	3,31	400,1	-5	-5,29	
150	ТП-1	Ячейка 2	С	18,7	230	0,55	2,37	398,4	-4,55	-4,84	
151	ТП-1	Шахтная 1,3	А	17,5	221	0,99	3,83	382,8	-0,45	-0,74	20,5
152	ТП-1	Шахтная 1,3	В	22	231	0,94	4,78	400,1	-5	-5,29	
153	ТП-1	Шахтная 1,3	С	22	230	0,97	4,91	398,4	-4,55	-4,84	
154	ТП-1	Рэфконтейнер Перекресток	А	22	226	0,98	4,87	391,4	-2,73	-3	30,4
155	ТП-1	Рэфконтейнер Перекресток	В	31,6	231	0,95	6,93	400,1	-5	-5,29	
156	ТП-1	Рэфконтейнер Перекресток	С	27	230	0,98	6,09	398,4	-4,55	-4,84	
157	ТП-1	Шахтная 13	А	13	230	0,97	2,9	398,4	-4,55	-4,84	73,8
158	ТП-1	Шахтная 13	В	3,7	226	1	0,84	391,4	-2,73	-3	
159	ТП-1	Шахтная 13	С	14,1	234	0,96	3,17	405,3	-6,36	-6,66	
160	Котельная, РУ №1	Насос ГВС 1	А	33,8	224	0,72	5,45	388	-1,82	-2,11	13,3
161	Котельная, РУ №1	Насос ГВС 1	В	39	224	0,78	6,81	388	-1,82	-2,11	
162	Котельная, РУ №1	Насос ГВС 1	С	34	223	0,74	5,61	386,2	-1,36	-1,63	
163	Котельная, РУ №1	Дутьев.вентилятор котла №3	А	10,2	224	0,74	1,69	388	-1,82	-2,11	100,0
164	Котельная, РУ №1	Дутьев.вентилятор котла №3	В	0	224	1	0	388	-1,82	-2,11	
165	Котельная,	Дутьев.вентилятор	С	1,7	223	1	0,38	386,2	-1,36	-1,63	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фаз- ного, %	Установившееся отклонение напряжения ли- нейного, %	Перекас фаз, %
	РУ №1	котла №3									
166	Котельная, РУ №1	Дутьев.вентилятор котла №1	А	16,8	224	0,6	2,26	388	-1,82	-2,11	6,0
167	Котельная, РУ №1	Дутьев.вентилятор котла №1	В	16,8	224	0,66	2,48	388	-1,82	-2,11	
168	Котельная, РУ №1	Дутьев.вентилятор котла №1	С	15,8	223	0,62	2,18	386,2	-1,36	-1,63	
169	Котельная, РУ №1	Котел №2	А	32	224	0,5	3,58	388	-1,82	-2,11	3,1
170	Котельная, РУ №1	Котел №2	В	31	224	0,57	3,96	388	-1,82	-2,11	
171	Котельная, РУ №1	Котел №2	С	31	223	0,52	3,59	386,2	-1,36	-1,63	
172	Котельная, РУ №1	Вытяжной венти- лятор	А	18,1	224	0,45	1,82	388	-1,82	-2,11	10,0
173	Котельная, РУ №1	Вытяжной венти- лятор	В	20,1	224	0,46	2,07	388	-1,82	-2,11	
174	Котельная, РУ №1	Вытяжной венти- лятор	С	20	223	0,5	2,23	386,2	-1,36	-1,63	
175	Котельная, РУ №1	Дымосос котла №2	А	110	224	0,87	21,44	388	-1,82	-2,11	8,1
176	Котельная, РУ №1	Дымосос котла №2	В	102	223	0,85	19,33	386,2	-1,36	-1,63	
177	Котельная, РУ №1	Дымосос котла №2	С	111	224	0,83	20,64	388	-1,82	-2,11	
178	Котельная, РУ №1	Сетевой насос котла №1	А	262	225	0,82	48,34	389,7	-2,27	-2,55	11,2
179	Котельная, РУ №1	Сетевой насос котла №1	В	295	228	0,8	53,81	394,9	-3,64	-3,92	
180	Котельная, РУ №1	Сетевой насос котла №1	С	289	226	0,86	56,17	391,4	-2,73	-3	
181	Котельная, РУ №2	П-3	А	41	230	0,46	4,34	398,4	-4,55	-4,84	9,5

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
182	Котельная, РУ №2	П-3	В	38	229	0,48	4,18	396,6	-4,09	-4,37	
183	Котельная, РУ №2	П-3	С	42	228	0,4	3,83	394,9	-3,64	-3,92	
184	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №5	А	73	230	0,77	12,93	398,4	-4,55	-4,84	8,2
185	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №5	В	73	229	0,8	13,37	396,6	-4,09	-4,37	
186	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №5	С	67	228	0,76	11,61	394,9	-3,64	-3,92	
187	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №4	А	69	230	0,54	8,57	398,4	-4,55	-4,84	7,2
188	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №4	В	67	229	0,6	9,21	396,6	-4,09	-4,37	
189	Котельная, РУ №2	Дымосос котла №4	С	64	228	0,58	8,46	394,9	-3,64	-3,92	
190	Котельная, РУ №2	П-5	А	57	230	0,78	10,23	398,4	-4,55	-4,84	16,9
191	Котельная, РУ №2	П-5	В	59	229	0,8	10,81	396,6	-4,09	-4,37	
192	Котельная, РУ №2	П-5	С	49	228	0,74	8,27	394,9	-3,64	-3,92	
193	Котельная, РУ №2	П-1	А	7	230	0,2	0,32	398,4	-4,55	-4,84	53,3
194	Котельная, РУ №2	П-1	В	15	229	0,57	1,96	396,6	-4,09	-4,37	
195	Котельная, РУ №2	П-1	С	8,6	228	0,57	1,12	394,9	-3,64	-3,92	
196	Водозабор скважина №6	ШК-8 Кабель обогрева	А	19,6	220	1	4,31	381,1	0	-0,29	18,0
197	Водозабор скважина №6	ШК-8 Кабель обогрева	В	20	220	1	4,4	381,1	0	-0,29	
198	Водозабор	ШК-8 Кабель обо-	С	16,4	229	1	3,76	396,6	-4,09	-4,37	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фазного, %	Установившееся отклонение напряжения линейного, %	Перекас фаз, %
	скважина №6	грева									
199	Водозабор скважина №6	ШК-8 Кабель обогрева	А	18,7	222	1	4,15	384,5	-0,91	-1,18	46,3
200	Водозабор скважина №6	ШК-8 Кабель обогрева	В	13,9	230	1	3,2	398,4	-4,55	-4,84	
201	Водозабор скважина №6	ШК-8 Кабель обогрева	С	25,9	220	1	5,7	381,1	0	-0,29	
202	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер	А	71,8	224	0,98	15,76	388	-1,82	-2,11	5,9
203	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер	В	68,4	228	0,97	15,13	394,9	-3,64	-3,92	
204	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер	С	72,7	222	0,99	15,98	384,5	-0,91	-1,18	
205	Водозабор скважина №6	Основное здание водозабора общий ввод	А	100	225	1	22,5	389,7	-2,27	-2,55	28,9
206	Водозабор скважина №6	Основное здание водозабора общий ввод	В	75,6	228	0,97	16,72	394,9	-3,64	-3,92	
207	Водозабор скважина №6	Основное здание водозабора общий ввод	С	106,3	225	0,95	22,72	389,7	-2,27	-2,55	
208	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер с насосами	А	70	225	0,98	15,44	389,7	-2,27	-2,55	14,8
209	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер с насосами	В	67,6	230	0,97	15,08	398,4	-4,55	-4,84	
210	Водозабор скважина №6	Ввод на контейнер с насосами	С	79,3	223	0,99	17,51	386,2	-1,36	-1,63	
211	Водозабор скважина №5	Ввод	А	99	230	0,76	17,31	398,4	-4,55	-4,84	16,7
212	Водозабор скважина №5	Ввод	В	109,3	222	0,86	20,87	384,5	-0,91	-1,18	
213	Водозабор	Ввод	С	91	238	0,83	17,98	412,2	-8,18	-8,47	

№ п/п	Узел	Фидер (потребитель)	Фаза	Ток (I), А	Напряжение фазное (U1), В	Коэффициент мощности, cosφ	Мощность активная (P), кВт	Напряжение линейное (U1-U2), В	Установившееся отклонение напряжения фаз- ного, %	Установившееся отклонение напряжения ли- нейного, %	Перекас фаз, %
	скважина №5										
214	Водозабор скважина №5	ЦНС (Сетевой)	А	64,6	220	0,78	11,09	381,1	0	-0,29	3,4
215	Водозабор скважина №5	ЦНС (Сетевой)	В	64	221	0,8	11,32	382,8	-0,45	-0,74	
216	Водозабор скважина №5	ЦНС (Сетевой)	С	62,4	238	0,8	11,88	412,2	-8,18	-8,47	
217	Водозабор скважина №5	Погружной насос	А	28,3	221	0,8	5	382,8	-0,45	-0,74	7,8
218	Водозабор скважина №5	Погружной насос	В	28	226	0,74	4,68	391,4	-2,73	-3	
219	Водозабор скважина №5	Погружной насос	С	26,1	236	0,8	4,93	408,8	-7,27	-7,58	
220	Станция подъема	Основное здание Ввод	А	13,3	223	0,6	1,78	386,2	-1,36	-1,63	77,4
221	Станция подъема	Основное здание Ввод	В	3	224	0,62	0,42	388	-1,82	-2,11	
222	Станция подъема	Основное здание Ввод	С	12,6	234	0,76	2,24	405,3	-6,36	-6,66	
223	Станция подъема	Старое здание Ввод	А	21,4	227	0,9	4,37	393,2	-3,18	-3,47	57,1
224	Станция подъема	Старое здание Ввод	В	13,5	226	0,75	2,29	391,4	-2,73	-3	
225	Станция подъема	Старое здание Ввод	С	31,5	223	0,9	6,32	386,2	-1,36	-1,63	

Зафиксированы следующие отклонения показателей от нормы:

- значение перекоса фаз выявлено в 62 точках измерений из 75, т. е. на 82% фидеров неравномерно распределены нагрузки между фазами. Необходимо провести работы по равномерному распределению подключенных нагрузок по трем фазам;

- коэффициент мощности ниже значения 0,7 на 30 точках измерений из 225 (13%). В основном коэффициент мощности ниже нормы на объектах котельной. Также зафиксировано низкое значение коэффициента на гаражах, жилых объектах и объектах водоснабжения, однако потребляемая мощность этих объектов незначительная, т. е. необходимо установить устройство компенсации реактивной мощности только в котельной.

Также были проведены суточные замеры токовых нагрузок (Рисунок 4) на ТП Котельной. На графике видно, что одна из фаз загружена больше остальных. Нагрузка по всем фазам резко возрастает каждые 2-3 часа, после чего на 2-3 часа снижается, что обусловлено периодическим включением силового оборудования котельной.

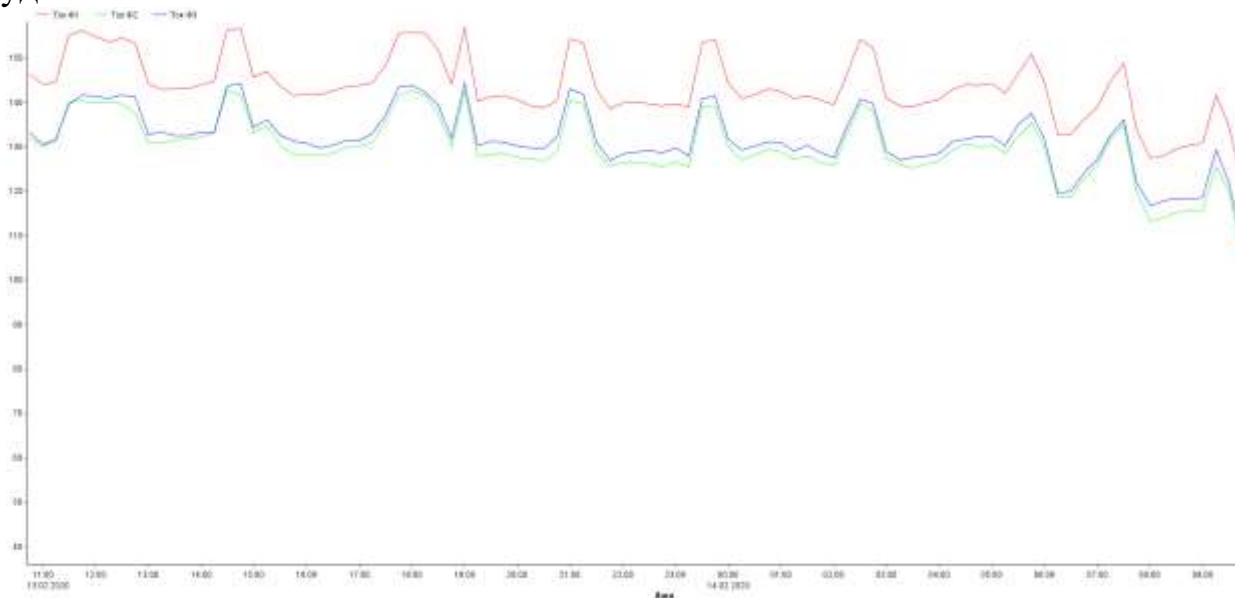


Рисунок 4. График суточных замеров токовых нагрузок, Котельная

3.1.4. Система учета электрической энергии.

Система учета электрической энергии в населенном пункте является эффективной.

Организован учет вырабатываемой электроэнергии генераторами, имеется учет энергии на собственные нужды ДЭС. При этом учет ведется в том числе по выработанной электроэнергии каждым агрегатом.

Также организован учет отпускаемой в сеть электроэнергии – на каждом отходящем в РУ фидере установлен прибор учета, дополнительно приборами учета оснащены собственные подразделения предприятия.

В части сторонних потребителей степень оснащенности приборами учета составляет 97% (всего 160 потребителей, без учета – 5).

По потребителям, необорудованным приборами учета, объем электроэнергии определяется расчетным способом.

3.2. Теплоснабжение

3.2.1. Описание системы генерации и транспортировки тепловой энергии.

Источником тепловой энергии в населенном пункте являются котельные агрегаты, установленные в Котельной № 9. Краткая характеристика котельных агрегатов приведена в таблице ниже.

Потребляемое котельное топливо – уголь марки Ж(Т-2В).

Теплоноситель – горячая вода.

ЦТП отсутствуют.

Система ГВС в населенном пункте – закрытая, на ГВС от котельной до тепловой камеры ТК 17 проложены отдельные трубопроводы (подающий и циркуляционный), далее от тепловой камеры проложен подающий трубопровод.

Таблица 55. Краткая характеристика котельных агрегатов

№ п/п	Марка котла	Тип	Производительность, Гкал/ч	КПД по паспорту, %	Год ввода котла в эксплуатацию
1	КВТС-10-150 П	водогрейный	10	78	2001
2	КВТС-10-150 П	водогрейный	10	78	2001
3	КЕ-10-14	водогрейный (переведен из парового)	5,62	81	1990 (к.р. в 2015 г)
4	КЕ-10-14	водогрейный (переведен из парового)	5,62	81	1990 (к.р. в 2015 г)

Установленная тепловая мощность источника (генерируемая мощность)	Присоединенная тепловая мощность к источ- нику (потребляемая мощность)
31,24 Гкал/ч	10,17 Гкал/ч

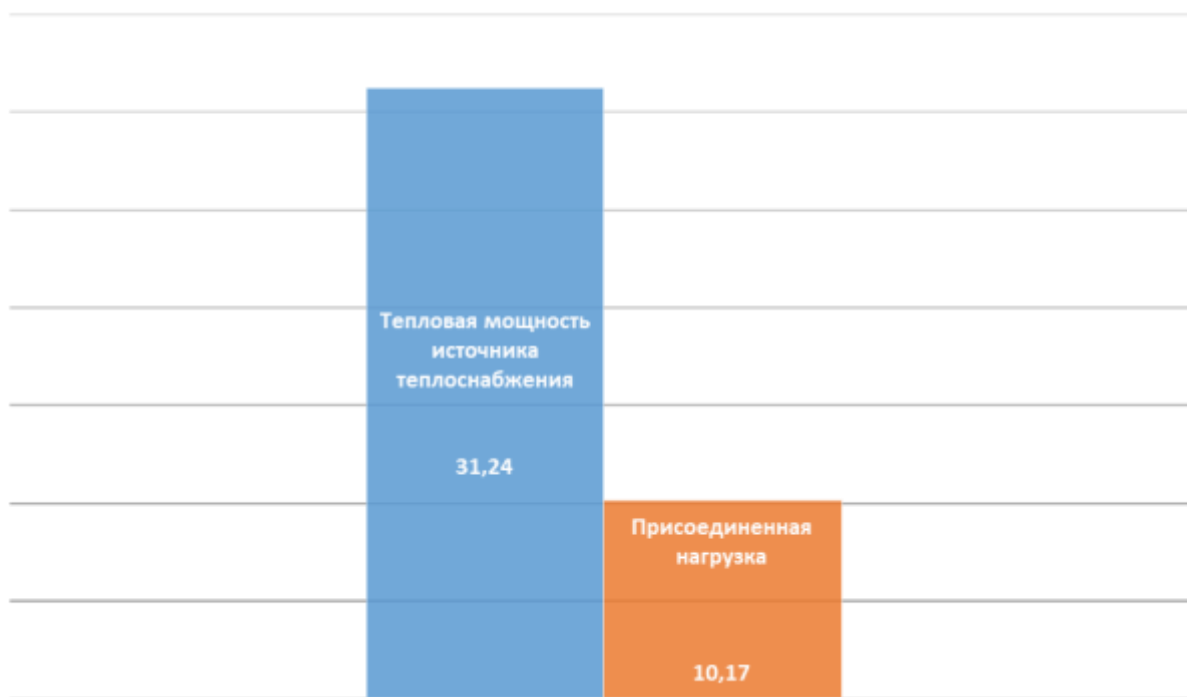


Рисунок 5. Сравнение мощности источника и потребителей, Гкал/ч

Система генерации имеет более чем двухкратный запас мощности (присоединенная расчетная нагрузка системы теплоснабжения и ГВС в три раза ниже общей тепловой мощности котельной).

Предприятием утвержден температурный график работы котельной. Максимальные температуры теплоносителя – 95/70 °С. Температурный график имеет вид, приведенный на рисунке ниже.

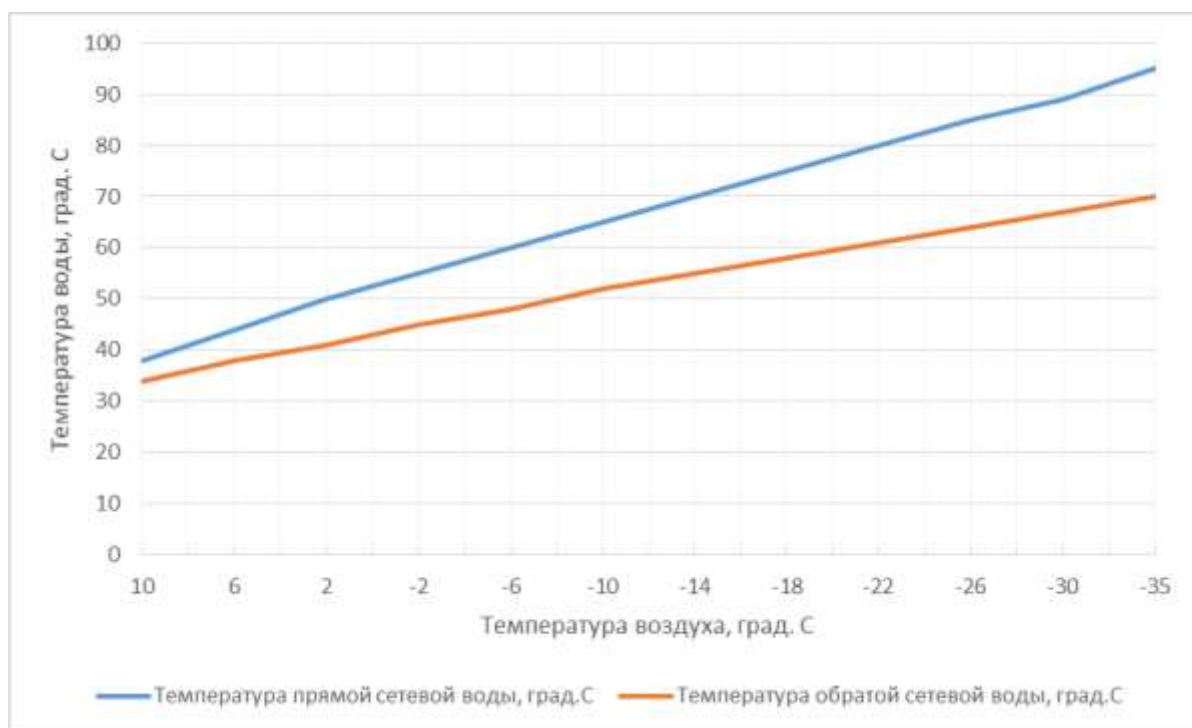


Рисунок 6. Температурный график котельной населенного пункта

Основным технологическим оборудованием системы теплоснабжения являются насосы, характеристика которых приведена в таблице (Таблица 56). В таблице (Таблица 57) приведены данные об основном силовом оборудовании, оборудованном приводами.

Таблица 56. Характеристика насосного оборудования

Оборудование	Год установ-ки	Марка электро-двигателя	Марка оборудования	Q м3/ч	Н, м	Р, кВт	КПД двигателя	КПД насоса
Насос сетевой	2012	5АН280В4У3	1Д630-90	630	90	315	0,93	0,8
Насос сетевой	2012	5АМН315М4У3	1Д630-90	630	90	315	0,93	0,8
Насос сетевой			200Д-90	630	90	280	0,93	0,8
Насос циркуляционный	2003	АИР180S4	РКУ-90М	90	38	22	0,93	0,76
Насос циркуляционный	2003	АИР180S4	РКУ-90М	90	38	22	0,93	0,76
Насос ГВС	2011	5А200М12У3	КМ100-65-200А/2-5-2м	100	50	18,5	0,91	0,76
Насос ГВС	2011	5А200М12У3	КМ100-65-200А/2-5-2м	100	50	18,5	0,91	0,76
Насос подпиточный	2010	5А200М12У3	К100-65-250	100	80	45	0,88	0,6
Насос подпиточный	2011	5А200М12У3	К100-65-250	100	80	45	0,88	0,6
Насос острой воды			КМ-80-50-200	50	50	15	0,88	0,65
Насос острой воды			КМ-80-50-200	50	50	15	0,88	0,65
Насос исходной воды	2012	5А200М12У3	КМ(ш)80-50-200/2-5-2м	50	50	15	0,88	0,45
Насос исходной воды	2016	5А200М12У3	КМ(ш)80-50-200/2-5-2м	50	50	15	0,88	0,45
Насос исходной воды	2010	5А200М12У3	К100-65-250	100	80	45	0,88	0,7
Насос исходной воды	2011	5А200М12У3	К100-65-250	100	80	45	0,88	0,7
Насос исходной воды			К100-65-250	90	80	37	0,88	0,7
Насос ГВС			К100-65-250А/2-5-2МУ3	90	67	37	0,92	0,8
Насос ГВС			К100-65-250/2-5-2МУ3	100	80	45	0,92	0,8

Таблица 57. Сведения об основном силовом оборудовании котельной

Оборудование	Год уста-новки	Марка электро-двигателя	Марка оборудования	Q м3/ч	Н, м	Р, кВт	КПД двигателя	КПД об-ия
Дымосос	2012	5АН280В4У3	1Д630-90	630	90	315	0,93	0,8
Дымосос	2012	5АМН315М4У3	1Д630-90	630	90	315	0,93	0,8
Дымосос			200Д-90	630	90	280	0,93	0,8
Дымосос	2009	АИР250SY2	ДН-12,5	38000	343	75	0,91	0,76
Вентилятор поддува	2008	АИР250SY2	ДН-12,5	38000	343	75	0,91	0,76
Вентилятор поддува	2011	АИР225М4	ДН-11,2	27750	242	45	0,92	0,83
Вентилятор поддува	2012	АИР225М4	ДН-11,2	27750	242	45	0,92	0,83
Вентилятор поддува	1998	5А160М6У3	ВДН-6,3 (3000)	10200	553	19,2	0,88	0,65

Оборудование	Год установки	Марка электродвигателя	Марка оборудования	Q м3/ч	H, м	P, кВт	КПД двигателя	КПД об-ия
Вентилятор возврата уноса	1996	5A160M6Y3	ВДН-6,3 (3000)	10200	553	19,2	0,88	0,65
Вентилятор возврата уноса	1996	5A160M6Y3	ВДН-6,3 (3000)	10200	553	19,2	0,88	0,65
Вентилятор возврата уноса	1995	5A160M6Y3	ВДН-6,3 (3000)	10200	553	19,2	0,88	0,65
Вентилятор возврата уноса	2008	5A160S2Y3	ВДН-9	14900	283	15	0,88	0,87
Вентилятор возврата уноса	2011	5F160S2Y3	ВДН-9	14900	283	15	0,88	0,87
Вентилятор возврата уноса	2014	4AMA100S2Y3	ВД-3,5	2200	297	5,5	0,88	0,87
Вентилятор поддува	2015	4AMA100S2Y3	ВД-3,5	2200	297	5,5	0,88	0,87
Вентилятор поддува			ВД-3,5	2200	297	5,5	0,88	0,87
Вентилятор возврата уноса			ВД-3,5	2200	297	5,5	0,88	0,87
Вентилятор возврата уноса			ВД-2,8	2600	280	7,5	0,92	0,8
Транспортер скребковый			ВД-2,8	2600	280	7,5	0,92	0,8
Планка шурующая			ВДН-10	20430	356	17	0,93	0,87
Планка шурующая			ВДН-8	10400	223	7,5	0,93	0,87
Планка шурующая	1998	НЛ150КОФ41	КЛ 150КОФ41			40	0,93	
Планка шурующая	2014	BAO42-4У	ТЛЗМ 2,7/4,0			14	0,91	

Основной элемент системы транспортировки тепловой энергии и теплоносителя – тепловые сети. Общая протяженность тепловых сетей отопления в однетрубном исполнении 14 671 м. Преобладает подземная канальная прокладка трубопроводов. Вид теплоизоляции – минеральная вата.

Сведения об участках магистральных тепловых сетей теплоснабжения и об участках тепловых сетей потребителей приведены в таблицах ниже.

Таблица 58. Сведения о магистральных тепловых сетях теплоснабжения

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д обратного трубопровода, мм	Протяженность в однетрубном исполнении, м	Протяженность в двухтрубном исполнении, м
1	Кот№6 - УТ 2	325	273	52,0	104
2	УТ 2 - УТ 3	325	273	20,0	40
3	УТ 3 - ТК 1	325	273	78,0	156
4	ТК 1 - УТ 4	325	273	70,0	140
5	УТ4-УТ5	325	273	23,0	46
6	УТ5-УТ5а	325	273	25,0	50
7	УТ5а-УТ6	325	273	105,0	210
8	УТ6-ТК2	325	273	40,0	80
9	ТК2-ТК3	325	273	63,5	127
10	ТК3-ТК4	325	273	63,5	127
11	ТК4-ТК5	273	273	30,0	60
12	ТК5-ТК7	273	273	60,0	120
13	ТК7-УТ8	273	273	25,0	50
14	УТ8-ТК8	159	159	25,0	50
15	ТК8-ТК9	159	159	70,0	140
16	ТК9-ТК10	159	159	70,0	140
17	ТК10-ТК11	159	159	75,0	150
18	ТК11-ТК12	159	159	73,0	146
19	ТК12-ТК13	159	159	15,0	30
20	ТК13-УТ19	159	159	12,0	24
21	УТ19-ТК14	159	159	68,0	136
22	ТК8-ТК37	133	133	80,0	160
23	ТК37-ТК38	133	133	60,0	120
24	ТК38-ТК39	133	133	30,0	60
25	ТК39-ТК40	133	133	55,0	110
26	ТК38-ТК41	133	133	24,0	48
27	ТК41-ТК42	133	133	34,0	68
28	УТ8-ТК54	273	273	57,0	114
29	ТК54-ТК55	273	273	65,0	130
30	ТК55-ТК56	273	273	57,0	114
31	ТК56-ТК57	273	273	8,0	16
32	ТК57-УТ9	273	273	20,0	40
33	УТ9-ТК58	273	273	25,0	50
34	ТК58-ТК59	273	273	40,0	80
35	ТК59-ТК59а	273	273	55,0	110
36	ТК59а-ТК60	273	273	176,0	352
37	ТК60-УТ10	89	89	18,0	36
38	УТ10-ТК61	89	89	77,0	154
39	ТК56-ТК53	159	159	8,0	16
40	ТК53-ТК52	159	159	63,0	126
41	ТК52-ТК50	159	159	22,0	44
42	ТК50-УТ11	108	108	104,0	208
43	УТ11-ТК51	108	108	30,0	60
44	ТК50-ТК48	159	159	27,0	54
45	ТК48-ТК49	108	108	27,0	54
46	ТК48-ТК47	159	159	57,0	114

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д обратного трубопровода, мм	Протяженность в однострубно исполнении, м	Протяженность в двухтрубном исполнении, м
47	ТК47-ТК46	159	159	48,0	96
48	ТК46-УТ12	159	159	35,0	70
49	УТ12-ТК32	159	159	35,0	70
50	ТК32-УТ13	159	159	32,0	64
51	УТ13-УТ14	159	159	30,0	60
52	УТ14-ТК33	159	159	23,0	46
53	ТК33-УТ15	159	159	60,0	120
54	УТ15-ТК35	159	159	17,0	34
55	ТК35-ТК36	159	159	59,0	118
56	УТ12-ТК30	159	159	90,0	180
57	ТК30-ТК29	219	219	50,0	100
58	ТК29-ТК27	219	219	120,0	240
59	ТК27-ТК27а	219	219	68,0	136
60	ТК27а-ТК24	219	219	37,0	74
61	ТК24-ТК23	219	219	112,0	224
62	ТК23-ТК15	89	89	30,0	60
63	ТК23-УТ27	219	219	175,0	350
64	УТ27-УТ26	219	219	75,0	150
65	УТ26-ТК22	219	219	78,0	156
66	ТК22-ТК17	219	219	24,0	48
67	ТК17-ТК18	89	89	32,0	64
68	ТК18-ТК19	89	89	33,0	66
69	ТК17-ТК1а	219	219	130,0	260
70	ТК1а-УТ23	219	219	65,0	130
71	ТК1а-УТ24	219	219	130,0	260
72	УТ23-УТ22	219	219	45,0	90
73	УТ22-УТ21	219	219	45,0	90
74	УТ21-ТК1	219	219	250,0	500
Итого				4210	8420

Таблица 59. Сведения об участках тепловых сетей потребителей

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д обратного трубопровода, мм	Протяженность в однострубно исполнении, м	Протяженность в двухтрубном исполнении, м
1	УТ 2	108	108	712	1424
2	УТ 3	57	57	91	182
3	УТ4	89	89	36	72
4	УТ 6	89	89	30	60
5	УТ 6	57	57	126	252
6	УТ 7	89	89	40	80
7	ТК 8	89	89	18	36
8	ТК 9	57	57	54	108
9	ТК 9	76	76	9	18
10	ТК 10	89	89	12,5	25
11	ТК 11	57	57	31	62
12	ТК 11	76	76	12	24
13	ТК 12	57	57	36	72
14	ТК 12	89	89	70	140
15	ТК 13	89	89	72	144
16	УТ20	49	49	24	48
17	ТК 14	89	89	17	34
18	ТК 14	89	89	122	244
19	ТК 37	89	89	28	56
20	ТК 37	57	57	34	68
21	ТК 38	76	76	103	206
22	ТК 39	57	57	24	48

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д обратного трубопровода, мм	Протяженность в однострубно-трубном исполнении, м	Протяженность в двухтрубном исполнении, м
23	ТК 40	76	76	9	18
24	ТК 41	76	76	22	44
25	УТ 9	49	49	18	36
26	УТ 9	76	76	14	28
27	ТК 59	89	89	17	34
28	ТК 59а	25	25	52	104
29	ТК 60	89	89	40	80
30	ТК 61	89	89	18	36
31	ТК 53	76	76	12	24
32	ТК 52	89	89	17	34
33	УТ 11	57	57	11	22
34	ТК 49	57	57	21	42
35	ТК 49	57	57	9	18
36	ТК 47	108	108	74	148
37	ТК46	76	76	28	56
38	ТК 32	89	89	5	10
39	УТ13	89	89	62	124
40	УТ 14	89	89	5	10
41	ТК 35	89	89	12	24
42	ТК 29	108	108	30	60
43	ТК 27а	57	57	70	140
44	ТК 27	89	89	112	224
45	ТК27	57	57	8	16
46	ТК 24	108	108	386	772
47	ТК 23	89	89	36	72
48	УТ 27	89	89	14	28
49	УТ26	57	57	34	68
50	ТК 17	57	57	36	72
51	ТК 19	49	49	14	28
52	ТК 19	49	49	26	52
53	ТК1а	89	89	30	60
54	ТК 24	57	57	78	156
55	УТ23	57	57	36	72
56	УТ 22	89	89	42	84
57	УТ21	89	89	26	52
Итого				3125,5	6251

3.2.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки тепловой энергии.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительного каждого котла, приведены в таблице ниже. При этом степень износа определена путем сравнения фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), указанным в документации изготовителя.

Таблица 60. Степень износа котельных агрегатов

№ п/п	Тип котла	Год ввода котла в эксплуатацию	Износ, %	Остаточный срок службы, лет
1	КВТС-10-150 П	2001	100	0
2	КВТС-10-150 П	2001	100	0
3	КЕ-10-14	1990 (к. р. в 2015)	50	5
4	КЕ-10-14	1990 (к. р. в 2015)	50	5

В настоящее время установленный срок службы отработали котлы КВТС-10-150 П. В отношении изношенных котлов необходимо провести техническое диагностирование согласно п.13.2 ПТЭТЭ и ФНП ОРПД в целях определения дополнительного срока службы и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу, и заменить котельные агрегаты (в зависимости от степени экономической целесообразности проведения технического диагностирования).

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительно тепловых сетей, отражены в таблицах ниже. При этом степень износа определена путем сравнения фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), составляющим, согласно нормативной технической документации, от 20 до 25 лет, и принятой равной 20 годам в связи с особыми климатическими условиями эксплуатации.

Таблица 61. Сводная информация о протяженности магистральных трубопроводов теплоснабжения в однострубно́м измерении с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность трубопроводов теплоснабжения в однострубно́м исполнении (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
20	0	0	0	0
89	36	344	0	0
108	60	262	0	0
133	0	566	0	0
159	820	1208	0	0
219	614	2194	0	0
273	1418	358	0	0
325	540	0	0	0
ИТОГО	3488	4932	0	0

Таблица 62. Сводная информация о протяженности трубопроводов потребителей в однострубно́м измерении с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность трубопроводов потребителей в однострубно́м исполнении (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
25	104	0	0	0
49	36	100	28	0
57	438	752	208	0
76	366	24	28	0
89	434	1273	56	0
108	772	1632	0	0
ИТОГО	2150	3781	320	0

Таблица 63. Сводная информация об общей протяженности трубопроводов однострубно́м измерении с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Общая протяженность трубопроводов в однострубно́м исполнении (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
25	104	0	0	0
49	36	100	28	0
57	438	752	208	0
76	366	24	28	0
89	470	1617	56	0
108	832	1894	0	0
133	0	566	0	0
159	820	1208	0	0
219	614	2194	0	0
273	1418	358	0	0
325	540	0	0	0
ИТОГО	5638	8713	320	0

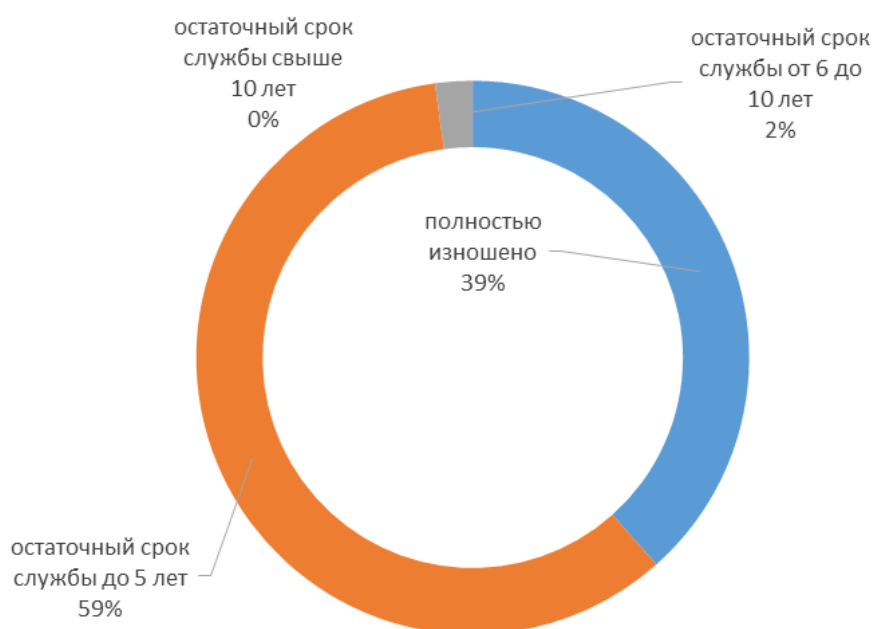


Рисунок 7. Остаточный срок службы трубопроводов тепловых сетей

По своему хронологическому возрасту полностью изношено 39% сетей – 5 638 м.

При техническом аудите был проведен тепловизионный контроль ограждающих конструкций зданий и сооружений, котельного оборудования, а также тепловых сетей.

Основными выявленными дефектами являются:

- неплотное прилегание уплотнений оконных блоков;
- износ уплотнений дверных блоков;
- износ тепловой изоляции тепловых сетей;
- дефекты тепловой изоляции ограждающих конструкций.

Перечень зафиксированных при тепловизионном контроле дефектов относительно объектов:

Система теплоснабжения

1. Здание водозаборов

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

2. Здание котельной

Тепловые потери через неплотности дверных проемов. Тепловые потери на теплосетях (для подогрева цистерн).

3. Тепловые сети

Тепловые потери через недостаточную тепловую изоляцию, или в местах с полным ее отсутствием.

Здания

1. Детский сад

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

2. Дом культуры

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

3. Школа

Тепловые потери через неплотности оконных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

4. Здание суда, оздоровительного центра (находятся в одном здании)

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

5. Здание пожарной части

Тепловые потери через неплотности дверных проемов.

6. Здание магазина

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

7. Ул. Ревкома Чукотки, д. 7 (многоквартирный жилой дом)

Тепловые потери через неплотности оконных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

8. Ул. Строительная, д. 1 (многоквартирный жилой дом)

Тепловые потери через неплотности дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

9. Здание электросетей

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов.

10. Здание ДЭС

Тепловые потери через неплотности оконных и дверных проемов, в месте ввода тепловых сетей в здание. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции. Тепловые потери через не утепленные цистерны с дизельным топливом. Тепловые потери в местах примыкания элементов кровли.

11. Гаражи ЧКХ

Тепловые потери через неплотности дверных проемов. Тепловые потери через наружные ограждающие конструкции.

Выводы по результатам оценки технического состояния элементов системы генерации и транспортировки тепловой энергии:

Техническое состояние зданий системы (котельная) – ограниченно-работоспособное. При обследовании выявлены дефекты, не влияющие на безопасную эксплуатацию здания, однако которые требуют устранения для исключения возникновения аварийных ситуаций вследствие развития таких дефектов. Обнаружены несквозные трещины на ограждающих конструкциях, износ защитного слоя внутренних поверхностей ограждающих конструкций, нарушение целостности поверхности пола. Также влияет на надежность работы оборудования значительное запыление помещений котельной частицами топлива, из-за чего на всех поверхностях образовался слой пыли толщиной 2-3 см, пыль попадает в открытые части оборудования (снижается ресурс технических устройств); также указано обстоятельство негативно влияет на пожарную безопасность котельной. Рекомендуется провести ремонт здания и установить вытяжные устройства с фильтрацией топливной пыли.

Техническое состояние источников тепловой энергии (котельные агрегаты) – ограниченно-работоспособное. Необходимо провести техническое диагностирование котельных агрегатов, отработавших срок службы (10 лет) для определения возможности его дальнейшей эксплуатации, а также определения остаточного срока службы или провести замену котельных агрегатов (решение принимается в зависимости от экономической целесообразности предложенных мероприятий). Необходимо срочно провести режимно-наладочные испытания для определения КПД котлов и корректировки утвержденных нормативов для последующих изменений топливно-энергетических балансов системы.

Техническое состояние тепловых сетей – аварийное. По хронологическому возрасту подлежат замене 39 % сетей. Однако при визуальном обследовании выявлены признаки полного износа на всем протяжении доступных для осмотра сетей. Тепловая изоляция на значительной части сетей отсутствует, на остальной части полностью изношена. Трубопроводы покрыты равномерным слоем агрессивной коррозии, металл труб разрушается, измеренная толщина стенок труб в тепловых камерах достигает 0,8 мм. На тепловых сетях обнаружены утечки теплоносителя через арматуру, а также через тело труб из-за значительного износа. На внутренней поверхности труб имеются значительные известковые отложения толщиной 7-8 мм. С трубопроводами контактируют силовые кабельные линии (кабельные линии кинуты на трубы), что является нарушением ПУЭ и вызывает риск поражения человека электрическим током. Тепловые камеры захламлены мусором и строительными материалами, проход в каналах затруднен. Рекомендуется провести полную замену тепловых сетей.

Техническое состояние силового оборудования – ограниченно-работоспособное. Выявлены утечки через фланцевые соединения, а также запорно-регулирующую арматуру на насосном оборудовании.

С точки зрения эффективности схема теплоснабжения имеет ряд отрицательных факторов – непроведение режимно-наладочных испытаний, отсутствие водоподготовки, ручная регулировка параметров работы тепловой сети.

Согласно сведениям о проводимом производственном контроле качества питьевой воды, в населенном пункте в 2019 г. качество воды не соответствовало нормам по показателю мутности, pH, наличию запаха.

С точки зрения надежности система теплоснабжения удовлетворяет 50% показателей, предусмотренных для оценки надежности систем согласно Постановлению Правительства РФ от 08.08.2012 № 808. Согласно представленной информации, за период с 2017 по 2019 г. в населенном пункте не было зафиксировано аварий на объектах теплоснабжения. Однако, в связи с наличием изношенных тепловых сетей, непроведением режимно-наладочных испытаний, эксплуатацией котлов за пределами установленного срока службы, а также отсутствием водоподготовки система является недостаточно надежной.

3.2.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В таблице и на рисунке ниже представлена информация об основных показателях системы в 2019 г.

Из-за корректировки значений теплотворной способности потребляемого топлива по результатам проведенных в 2019 г. анализов показатель удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии увеличился.

Для своевременной актуализации фактических характеристик потребляемого топлива рекомендуется в дальнейшем проводить химический анализ котельного топлива не реже 2 раз в год.

Таблица 64. Показатели системы теплоснабжения в 2019 году

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Выработка тепловой энергии, Гкал	855,78	532,63	652,37	512,20	329,34	150,33	10,42	13,09	271,21	468,21	481,70	642,09
Расход топлива, т	300,16	186,82	228,81	179,65	115,52	52,73	3,65	4,85	100,40	173,32	178,32	237,69
Удельный расход топлива, т/Гкал	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

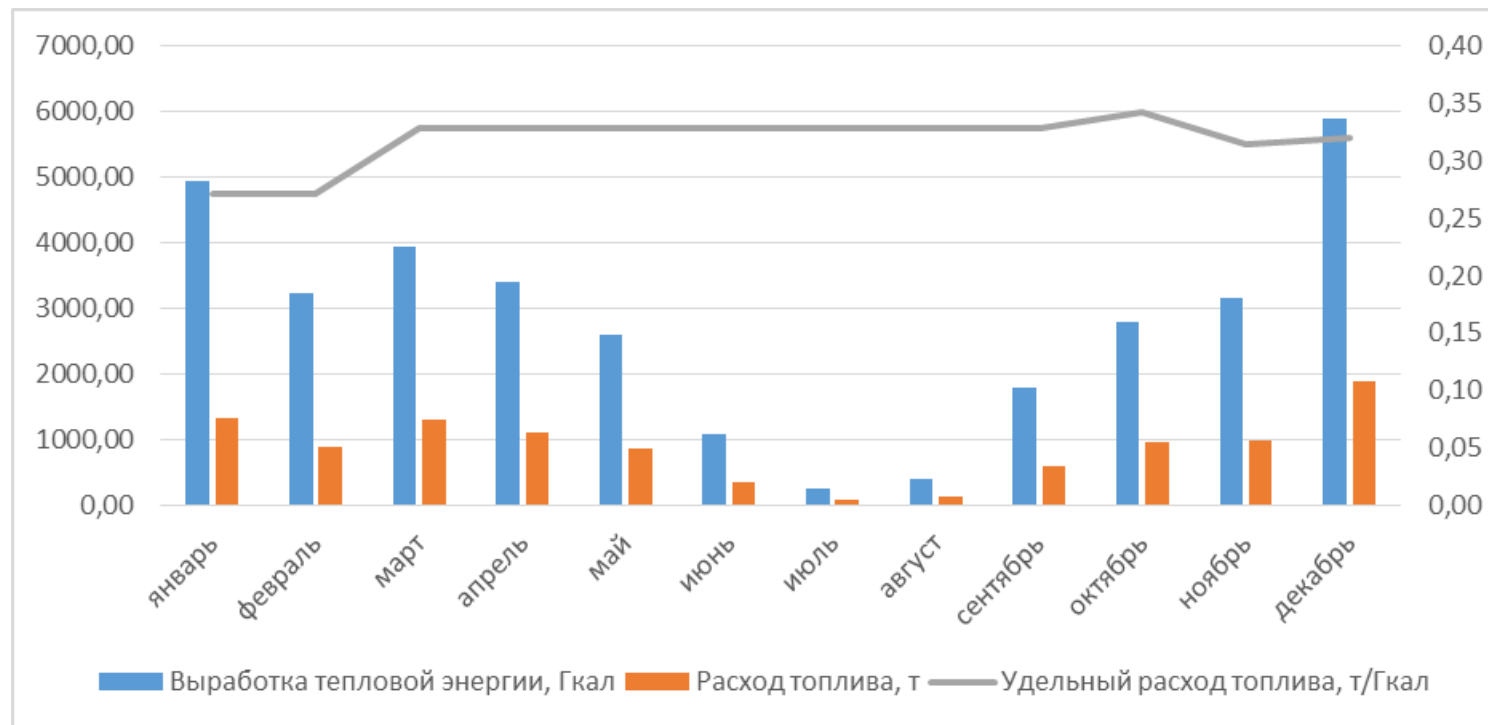


Рисунок 8. Показатели работы системы теплоснабжения в 2019 году

Структура потребления тепловой энергии представлена на рисунке ниже.

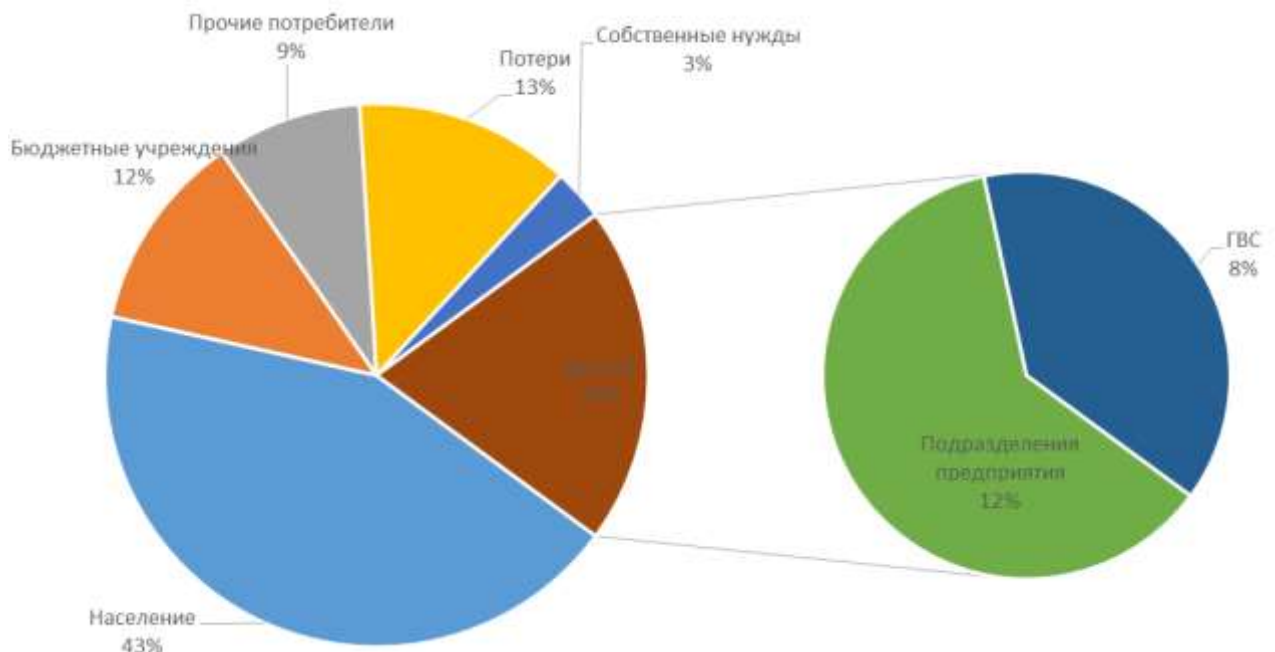


Рисунок 9. Структура потребления тепловой энергии в 2019 году

Наибольший потенциал энергосбережения приходится на самые загруженные статьи расходов – население, потери и подразделения предприятия.

Главным негативным фактором в эксплуатации системы является отсутствие режимных карт котельных агрегатов. В связи с этим невозможно провести корректные расчеты нормативов удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии с учетом фактических эксплуатационных характеристик котлов. Непроведение режимно-наладочных испытаний предприятие мотивирует высокой стоимостью указанных работ и отсутствием необходимых на эти цели денежных средств.

На хозяйственную деятельность предприятия негативно влияет процесс проведения ремонтных работ.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием предусмотрены работы по ремонту одного котла, а также по ремонту 160 м тепловых сетей, в то время как в ремонте нуждается второй котел, а тепловые сети находятся в аварийном состоянии.

Недостаточный объем ремонтных работ сказывается на объемах утечки теплоносителя в тепловых сетях, а также снижает КПД и увеличивается удельный расход топлива на источниках тепловой энергии.

3.2.4. Система учета тепловой энергии.

Система учета генерации и транспортировки тепловой энергии недостаточно эффективна. На источниках тепловой энергии отсутствует система учета выработанной тепловой энергии, а также отпущенной в сеть.

Также отсутствует учет потребляемого котельного топлива, при этом существующая система позволяет организовать учет ленточной транспортировке.

Учет потребляемой тепловой энергии осуществляется только у 35 из 145 потребителей, что составляет 24% от общего числа абонентов.

Список абонентов, объем потребленной тепловой энергии которыми определяется по установленным приборам учета (Таблица 65).

Таблица 65. Список абонентов с приборами учета тепловой энергии

№ п/п	Объект	Местонахождение
1	Администрация Анадырский район контора	Мандрикова, 3
2	МБДОУ д/сад "Радуга"	Строительная, 15
3	МБОУ ЦО школа (А)	1 Ревкома Чукотки, 3
4	МБУ СОК	Строительная, 4а
5	МБУ "Центр культуры и досуга"	Мандрикова, 12
6	МБУ БРДК - Клуб	Мандрикова, 12
7	МУК "Централизованная библиотечная сеть" детская библ.	Строительная, 15
8	ФГКУ "ПУ ФСБ России по Чукотскому АО" (пограничники)	Мандрикова, 3
9	Прокуратура	Мандрикова, 3
10	инспекция ФНС № 1	Мандрикова, 3
11	ФКУ ЦГИМС МЧС России по ЧАО	Мандрикова, 3
12	Управление Федеральной службы войск национальной гвардии Российской Федерации по ЧАО	Мандрикова, 3
13	ПЧ- № 1 ГПС МЧС	Шахтная, 2/4
14	ГУ ЧОК ЦСОН офис	Мандрикова, 3
15	Департамент сельскохоз. политики и природопользования	Мандрикова, 3
16	ГКУ ЧАО " Беринговский центр занятости населения"	Мандрикова, 3
17	ГКУ ЧАО "МФЦ предоставления гос. и муницип-х услуг ЧАО"	Мандрикова, 3
18	НОУ «Беринговская юридическая консультация АП ЧАО»	Мандрикова, 3
19	ОГУП изд-во "Крайний Север"	Мандрикова, 3
20	ООО "Берингтрансуголь" офис	Мандрикова, 3
21	ООО "Берингпромуголь" офис	Мандрикова, 3
22	АО "Северо-Тихоокеанская угольная компания"	Мандрикова, 3
23	ООО " Порт Угольный"	Мандрикова, 3
24	ООО "Беринговская нефтетранспортная компания"	Мандрикова, 3
25	ИП Прыткова магазин	Мандрикова 7
26	ФГУП " Почта России " гаражный бокс	Геологов, 2
27	Чукотская торговая компания АТЦ	Шахтная, 2/3
28	Чукотская торговая компания (офис)	Мандрикова, 3
29	ООО " Сервис Групп	Мандрикова, 3
30	ПАО "Ростелеком"	Геологов, 2
31	ПАО "Ростелеком" - офис	1 Ревкома Чукотки, 2
32	МУП СХП "Беринговское" офис	Мандрикова, 3
33	МУП СХП "Хатырское" офис	Мандрикова, 3
34	контора ЖКХ	Строительная, 15

Учет тепловой энергии (кроме оборудованных приборами абонентов) проводится расчетным способом исходя из утвержденных нормативов расхода условного топлива на выработку тепловой энергии, нормативов потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии, а также из расчетных (нормативных) значений потребляемой тепловой энергии потребителями.

По результатам анализа производственных отчетов в сфере теплоснабжения установлено, что расчет потребляемой тепловой энергии сформирован корректно – учтены удельные отопительные характеристики зданий, климатические характеристики и продолжительность отопительного периода.

Предприятие осуществляет расчет выработанной и отпущенной в сеть тепловой энергии по утвержденным в 2015 г. нормативам удельного расхода

условного топлива на выработку тепловой энергии, а также по расчетным (в процентном выражении) поправочным коэффициентом для определения объемов тепловой энергии на собственные нужды и потери в сетях.

Наиболее рациональным решением для достижения объективной оценки потребляемого топлива и вырабатываемой тепловой энергии является оснащение системой учета на тепловых сетях (учет тепловой энергии), а также учета топлива (контрольное взвешивание перед подачей в котельные агрегаты) с одновременным увеличением частоты проведения контрольных анализов на теплотворную способность.

При этом указанное решение позволит не только составлять достоверные балансы относительно тепловой энергии, но также позволит вести претензионную работу с поставщиком топлива с целью сокращения расходов при подтверждении показателей качества топлива ниже заявленных.

Учитывая отсутствие системы учета потребляемого котельного топлива, учета производимой и передаваемой тепловой энергии сделать выводы об эффективности потребления ТЭР в системе теплоснабжения не представляется возможным.

3.3. Водоснабжение

3.3.1. Описание системы генерации и транспортировки холодной и горячей воды.

В населенном пункте организована централизованная система хозяйственно-питьевого водоснабжения, обеспечивающая нужды потребителей и производственные нужды предприятия.

Источником воды в населенном пункте являются две скважины:

- нагорненское месторождение пресных подземных вод под ХВС (скважина № 6);
- нагорненское месторождение пресных подземных вод под ГВС (скважина № 5).

На ХВС имеется три насосные станции (первого, второго и третьего подъема). На станции 2-го подъема имеется емкость объемом 50 куб. м, третьего подъема – 1000 куб. м.

Вода для нужд ГВС подается от отдельной скважины. Система ГВС закрытая – от котельной горячая вода подается по отдельным сетям.

Основные характеристики насосного оборудования приведены в таблице (Таблица 66).

Таблица 66. Основные характеристики насосного оборудования

№ п/п	Тип станции	Система	Марка насоса	Установленная мощность, куб. м/час	Номинальная потребляемая мощность, кВт
1.	1-ого подъема (скважина № 6)	ХВС	ЭЦВ 8-40-180; ES4-16-20	40; 24	32; 5,5
2.	2-ого подъема (скважина № 6)	ХВС	WATERSTRY SB 20-10 HQQE (2 шт.)	20	11
3.	3-ого подъема (скважина № 6)	ХВС	Lowara Xylem 33SV5G150T (3 шт.)	30	15

№ п/п	Тип станции	Система	Марка насоса	Установленная мощность, куб. м/час	Номинальная потребляемая мощность, кВт
4.	2-го подъема (скважина № 5)	ГВС	ЦНСГ 60-165-55 (2 шт.); ЭЦВ 8-25-100	60; 25	55; 11

Транспортировка воды осуществляется по водопроводным сетям.

Прокладка надземная и подземная (канальная).

Информация о трубопроводах ХВС и ГВС приведена в таблицах ниже.

Таблица 67. Информация о трубопроводах ХВС

Диаметр трубопровода, мм											
25	32	49	57	76	89	108	133	159	219	273	325
0,0650	0,1910			4,3700		0,8240	0,0650	0,1910			

Таблица 68. Информация о магистральных трубопроводах ХВС

Участок	Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию	Трубопровод ХВС	Длина тр-да на участке L, м
Кот.№6 - УТ 2	мин. вата	1996	159	52
УТ 2 - УТ 3	мин. вата	1996	159	20
УТ 3 - ТК 1	мин. вата	1996	159	78
ТК 1 - УТ 4	мин. вата	1996	159	70
УТ4-УТ5	мин. вата	1996	159	23
УТ5-УТ5а	мин. вата	1996	159	25
УТ5а-УТ6	мин. вата	1996	159	105
УТ6-ТК2	мин. вата	1996	159	40
ТК2-ТК3	мин. вата	1996	159	64
ТК3-ТК4	мин. вата	1996	159	64
ТК4-ТК5	мин. вата	1996	159	30
ТК5-ТК7	мин. вата	1996	159	60
ТК7-УТ8	мин. вата	1996	159	15
УТ8-ТК8	мин. вата	1996	108	25
ТК8-ТК9	мин. вата	2005	108	70
ТК9-ТК10	мин. вата	1994	108	70
ТК10-ТК11	мин. вата	1994	108	75
ТК11-ТК12	мин. вата	1994	108	73
ТК12-ТК13	мин. вата	2002	108	15
ТК13-УТ19	мин. вата	2002	108	12
УТ19-ТК14	мин. вата	2005	108	68
ТК8-ТК37	мин. вата	2005	108	80
ТК37-ТК38	мин. вата	2005	108	60
ТК38-ТК39	мин. вата	2005	108	30
ТК39-ТК40	мин. вата	2005	108	55

Участок	Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию	Трубопровод ХВС	Длина тр-да на участке L,
ТК38-ТК41	мин. вата	2005	108	24
ТК41-ТК27	мин. вата	2005	108	34
УТ8-ТК54	мин. вата	2005	159	57
ТК54-ТК55	мин. вата	2005	159	65
ТК55-ТК56	мин. вата	2005	159	57
ТК56-ТК57	мин. вата	1991	108	8
ТК57-УТ9	мин. вата	1991	108	20
УТ9-ТК58	мин. вата	1991	108	25
ТК58-ТК59	мин. вата	1991	108	40
ТК59-ТК59а	мин. вата	1991	108	55
ТК59а-ТК60	мин. вата	1996	108	176
УТ10-ТК61	мин. вата	1996	108	18
УТ10-ТК61	мин. вата	2003	108	77
ТК56-ТК53	мин. вата	2003	108	8
ТК53-ТК52	мин. вата	2003	108	63
ТК52-ТК50	мин. вата	2003	108	22
ТК50-УТ11	мин. вата	2004	57	104
УТ11-ТК51	мин. вата	1999	57	30
ТК50-ТК48	мин. вата	1989	108	27
ТК48-ТК49	мин. вата	2004	57	27
ТК48-ТК47	мин. вата	1991	108	57
ТК47-ТК46	мин. вата	1991	108	48
ТК46-УТ12	мин. вата	1991	108	35
УТ12-ТК32	мин. вата	2005	108	35
ТК32-УТ13	мин. вата	2005	108	32
ТК22А-ТК22Б	мин. вата	2005	108	30
УТ14-ТК33	мин. вата	2005	108	23
ТК33-УТ15	мин. вата	2005	108	60
УТ15-ТК35	мин. вата	2005	108	17
ТК35-ТК36	мин. вата	2005	108	59
УТ12-ТК30	мин. вата	2005	108	90

Участок	Теплоизоляционный материал	Год ввода в эксплуатацию	Трубопровод ХВС	Длина тр-да на участке L,
TK30-TK29	мин. вата	2004	108	50
TK29-TK27	мин. вата	2004	108	120
TK27-TK27a	мин. вата	2004	108	68
TK27a-TK24	мин. вата	2004	108	37
TK24-TK23	мин. вата	2004	108	112
TK23-TK15	мин. вата	2004	57	30
TK22A-TK22Б	мин. вата	2004	108	175
УТ26-TK22	мин. вата	1989	108	75
TK22A-TK22Б	мин. вата	1989	108	78
TK22-TK17	мин. вата	1989	108	24
TK17-TK18	мин. вата	2005	108	32
TK18-TK19	мин. вата	2005	108	33
TK17-TK1a	мин. вата	1989	108	130
TK1a-УТ23	мин. вата	2005	108	65
TK1a-УТ24	мин. вата	2005	108	130
УТ23-УТ22	мин. вата	2005	108	45
УТ22-УТ21	мин. вата	2005	108	45
УТ21-TK1	мин. вата	2005	108	250

Таблица 69. Сведения о магистральных трубопроводах ГВС

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д циркуляционного трубопровода, мм	Протяженность подающего трубопровода, м	Протяженность циркуляционного трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию
1	Кот№6 - УТ 2	159	57	52,0	52,0	1996
2	УТ 2 - УТ 3	159	57	20,0	20,0	1996
3	УТ 3 - ТК 1	159	57	78,0	78,0	1996
4	ТК 1 - УТ 4	159		70,0		1996
5	УТ4-УТ5	159		23,0		1996
6	УТ5-УТ5a	159		25,0		1996
7	УТ5a-УТ6	159		105,0		1996
8	УТ6-ТК2	159		40,0		1996
9	ТК2-ТК3	159		63,5		1996
10	ТК3-ТК4	159		63,5		1996
11	ТК4-ТК5	159		30,0		1996
12	ТК5-ТК7	159		60,0		1996
13	ТК7-УТ8	159		15,0		1996

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д циркуляци- онного трубо- провода, мм	Протяженность подающего тру- бопровода, м	Протяженность циркуляционного трубопровода, м	Год вво- да в экс- плуата- цию
14	УТ8-ТК8	108		25,0		1996
15	ТК8-ТК9	108		70,0		2005
16	ТК9-ТК10	108		70,0		1994
17	ТК10- ТК11	108		75,0		1994
18	ТК11- ТК12	108		73,0		1994
19	ТК12- ТК13	108		15,0		2002
20	ТК13- УТ19	108		12,0		2002
21	УТ19- ТК14	108		68,0		2005
22	ТК8-ТК37	108		80,0		2005
23	ТК37- ТК38	108		60,0		2005
24	ТК38- ТК39	108		30,0		2005
25	ТК39- ТК40	108		55,0		2005
26	ТК38- ТК41	108		24,0		2005
27	ТК41- ТК42	108		34,0		2005
28	УТ8-ТК54	159		57,0		2005
29	ТК54- ТК55	159		65,0		2005
30	ТК55- ТК56	159		57,0		2005
31	ТК56- ТК57	108		8,0		1991
32	ТК57-УТ9	108		20,0		1991
33	УТ9-ТК58	108		25,0		1991
34	ТК58- ТК59	108		40,0		1991
35	ТК59- ТК59а	108		55,0		1991
36	ТК59а- ТК60	108		176,0		1996
37	ТК60- УТ10	108		18,0		1996
38	УТ10- ТК61	108		77,0		2003
39	ТК56- ТК53	108		8,0		2003
40	ТК53- ТК52	108		63,0		2003
41	ТК52- ТК50	108		22,0		2003
42	ТК50- УТ11	57		104,0		2004
43	УТ11- ТК51	57		30,0		1999
44	ТК50- ТК48	108		27,0		1989
45	ТК48- ТК49	57		27,0		2004

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д циркуляци- онного трубо- провода, мм	Протяженность подающего тру- бопровода, м	Протяженность циркуляционного трубопровода, м	Год вво- да в экс- плуата- цию
46	TK48- TK47	108		57,0		1991
47	TK47- TK46	108	57	48,0	48,0	1991
48	TK46- YT12	108	57	35,0	35,0	1991
49	YT12- TK32	108	57	35,0	35,0	2005
50	TK32- YT13	108	57	32,0	32,0	2005
51	YT13- YT14	108	57	30,0	30,0	2005
52	YT14- TK33	108	57	23,0	23,0	2005
53	TK33- YT15	108	57	60,0	60,0	2005
54	YT15- TK35	108	57	17,0	17,0	2005
55	TK35- TK36	108	57	59,0	59,0	2005
56	YT12- TK30	108	57	90,0	90,0	2005
57	TK30- TK29	108	57	50,0	50,0	2004
58	TK29- TK27	108	57	120,0	120,0	2004
59	TK27- TK27a	108	57	68,0	68,0	2004
60	TK27a- TK24	108	57	37,0	37,0	2004
61	TK24- TK23	108	57	112,0	112,0	2004
62	TK23- TK15	57	57	30,0	30,0	2004
63	TK23- YT27	108	57	175,0	175,0	2004
64	YT27- YT26	108	57	75,0	75,0	1989
65	YT26- TK22	108	57	78,0	78,0	1989
66	TK22- TK17	108	57	24,0	24,0	1989
67	TK17- TK18	49		32,0		2005
68	TK18- TK19	49		33,0		2005
69	TK17- TK1a	108	57	130,0	130,0	1989
70	TK1a- YT23	108	57	65,0	65,0	2005
71	TK1a- YT24	108	57	130,0	130,0	2005
72	YT23- YT22	108	57	45,0	45,0	2005
73	YT22- YT21	108	57	45,0	45,0	2005
74	YT21-TK1	108	57	250,0	250,0	2005

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Д циркуляци- онного трубо- провода, мм	Протяженность подающего тру- бопровода, м	Протяженность циркуляционного трубопровода, м	Год вво- да в экс- плуата- цию
Итого				4200,0	2013,0	

Таблица 70. Сведения о трубопроводах ГВС потребителей

№ п/п	Участок	Д подающего трубопро- вода, мм	Протяженность подающего трубо- провода, м	Год ввода в эксплуата- цию
1	УТ4	57	36	2003
2	УТ 6	57	30	1985
3	УТ 6	57	126	1989
4	УТ 7	57	40	1989
5	ТК 8	57	18	2004
6	ТК 9	57	54	2004
7	ТК 9	57	9	1992
8	ТК 10	57	12,5	2004
9	ТК 11	57	31	2001
10	ТК 11	57	12	2005
11	ТК 12	57	36	2005
12	ТК 12	57	70	2003
13	ТК 13	57	72	2005
14	УТ20	25	24	2005
15	ТК 14	57	17	2005
16	ТК 14	32	122	2001
17	ТК 37	32	28	2006
18	ТК 37	32	34	2006
19	ТК 38	57	103	1987
20	ТК 39	32	24	2005
21	ТК 40	49	9	1992
22	ТК 41	57	22	1992
23	ТК 54	57	156	1998
24	УТ 9	57	18	1998
25	УТ 9	57	14	2006
26	ТК 59	57	17	2003
27	ТК 59a			1995
28	ТК 60	57	40	2001
29	ТК 61	57	18	1987
30	ТК 53	49	12	1985
31	ТК 52	57	17	1989
32	УТ 11	49	11	2005
33	ТК 49	49	21	1992
34	ТК 49	32	9	2004
35	ТК 47	57	74	2001
36	ТК46	49	28	1992
37	ТК 32	57	5	2005
38	УТ13	49	62	2003
39	УТ 14	49	5	2005
40	ТК 35	57	12	2005
41	ТК 29	32	30	2001
42	ТК 27a	32	70	2006
43	ТК 27	32	112	2003
44	ТК27	25	8	2005
45	ТК 24			1987
46	ТК 23	57	36	2005
47	УТ 27	57	14	1992
48	УТ26	25	34	2004
49	ТК 17			1998
50	ТК 19	32	14	2006

№ п/п	Участок	Д подающего трубопровода, мм	Протяженность подающего трубопровода, м	Год ввода в эксплуатацию
51	ТК 19	32	26	2003
52	ТК1а	49	30	1995
53	ТК 24	32	78	2001
54	УТ23	25	36	1991
55	УТ 22	25	42	1987
56	УТ21	25	26	1985
Итого			2004,5	

3.3.2. Техническое состояние системы генерации и транспортировки холодной и горячей воды.

При техническом аудите было проведено визуальное обследование элементов системы.

Выявленные дефекты при обследовании:

- трубопроводы ХВС и ГВС покрыты равномерной коррозией;
- имеются утечки воды вследствие износа сетей.

Показатели технического состояния, выраженные в степени физического износа по критерию фактического срока службы относительно сетей ХВС и ГВС, отражены в таблицах ниже. При этом степень износа определена путем сравнения фактического срока службы (лет) с нормативным сроком службы (лет), составляющим, согласно нормативной технической документации, от 20 до 25 лет, и принятой равной 20 годам в связи с особыми климатическими условиями эксплуатации.

Таблица 71. Сводная информация о протяженности магистральных трубопроводов ГВС с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность магистральных трубопроводов ГВС (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
49	0	65	0	0
57	570	1634	0	0
108	1059	2061	0	0
159	645	179	0	0
ИТОГО	2274	3939	0	0

Таблица 72. Сводная информация о протяженности трубопроводов ГВС потребителей с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность трубопроводов ГВС потребителей (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
25	104	66	0	0
32	0	401	146	0
49	100	78	0	0
57	553	542,5	14	0
ИТОГО	757	1087,5	160	0

Таблица 73. Сводная информация об общей протяженности трубопроводов ГВС с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Общая протяженность трубопроводов ГВС (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
25	104	66	0	0
32	0	401	146	0
49	100	143	0	0
57	1123	2176,5	14	0
108	1059	2061	0	0
159	645	179	0	0
ИТОГО	3031	5026,5	160	0

Таблица 74. Сводная информация об общей протяженности трубопроводов ХВС с разбивкой по срокам остаточного срока службы

Протяженность сетей ХВС (м) с остаточным сроком службы				
Диаметр, мм	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
57	30	161	0	0
108	1059	2126	0	0
159	645	179	0	0
ИТОГО	1734	2466	0	0

Таблица 75. Износ сетей ХВС и ГВС

Общая протяженность трубопроводов ГВС и ХВС (м) с остаточным сроком службы				
Сеть	0 лет (полный износ)	до 5 лет	от 6 до 10 лет	свыше 10 лет
ХВС	1734	2466	0	0
ГВС	3031	5026,5	160	0
ИТОГО	4765	7492,5	160	0

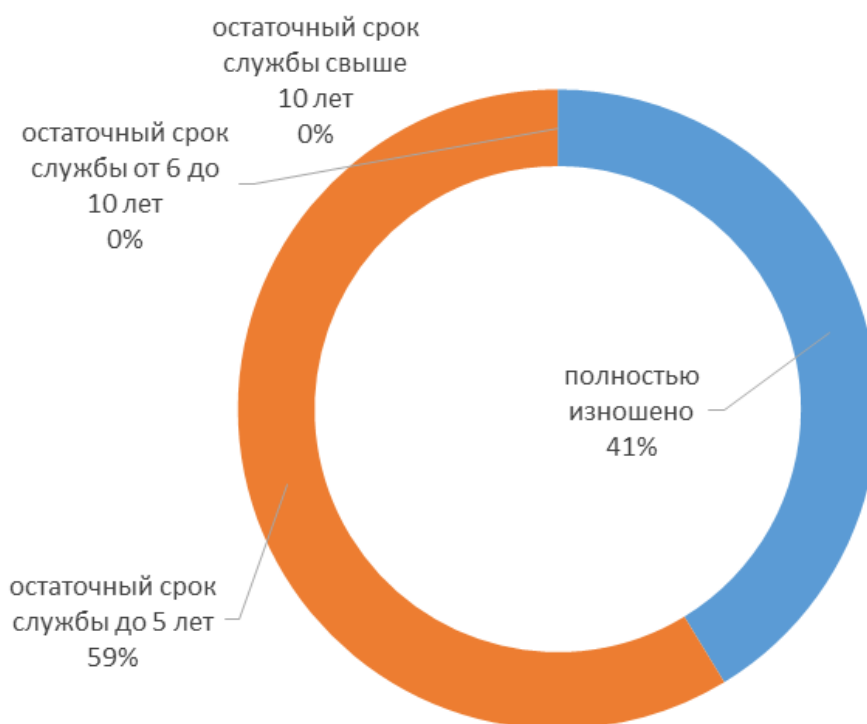


Рисунок 10. Остаточный срок службы сетей ХВС

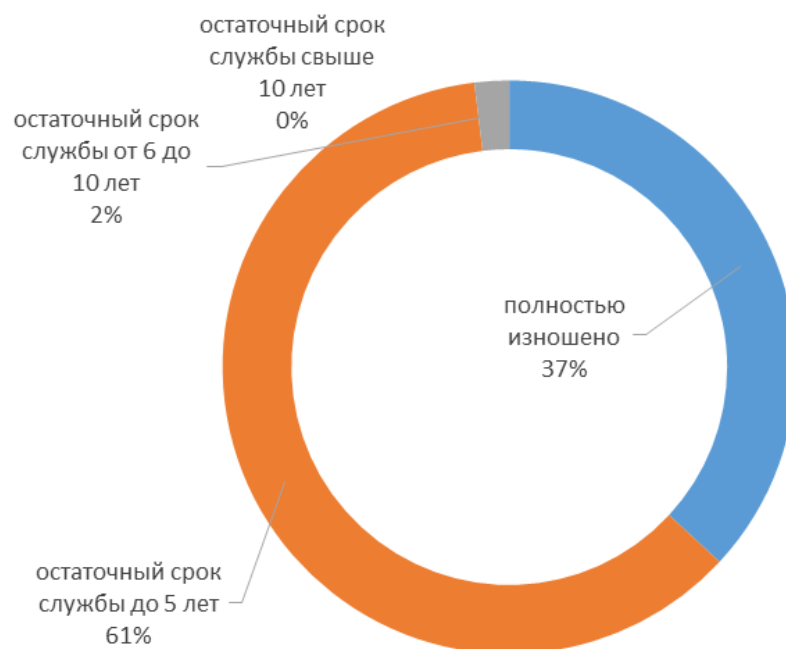


Рисунок 11. Остаточный срок службы сетей ГВС

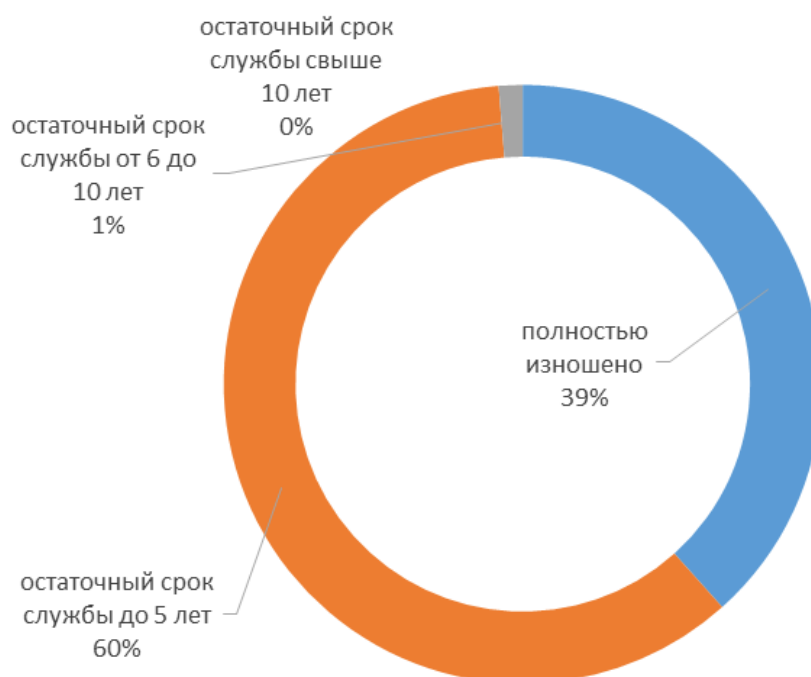


Рисунок 12. Остаточный срок службы сетей ХВС и ГВС

По хронологическому износу требуют срочной замены почти 5 км сетей. В ближайшие 5 лет необходимо заменить почти все сети (около 12 км сетей).

По своему техническому состоянию водопроводные сети ХВС и ГВС являются аварийными. С учетом хронологического износа и результатов обследования изношенными являются почти все 100 % сетей (12 км). Толщина стенок трубопроводов ХВС и ГВС в пределах населенного пункта достигает 1,5 мм. Также установлено наличие аварий на сетях ГВС и ХВС.

3.3.3. Потенциал энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Основным негативным фактором является эксплуатация полностью изношенных сетей, что является причиной утечки воды в сетях. На износ, кроме естественных факторов старения, влияет также отложение на внутренней поверхности труб известкового налета, агрессивно влияющего на стенки труб.

В планах подготовки к отопительному сезону 2020-2021 гг. предприятием в отношении элементов системы ХВС и ГВС ремонтных работ не предусмотрено.

Недостаточный объем ремонтных работ сказывается на объемах утечки воды и качество поставляемой воды.

Структура потребления холодной и горячей воды представлена на рисунках ниже.

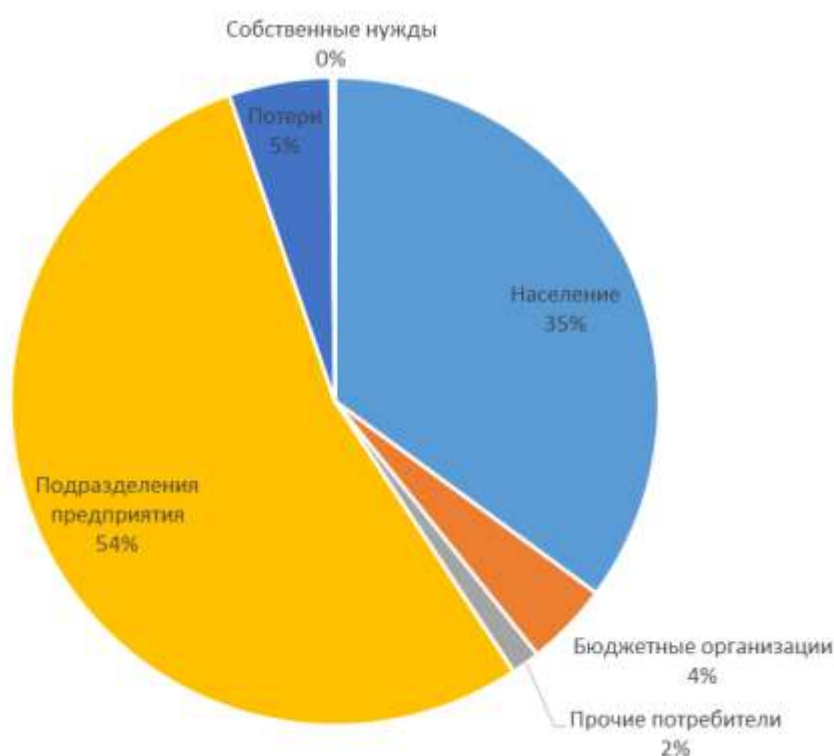


Рисунок 13. Структура потребления ХВС в 2019 году

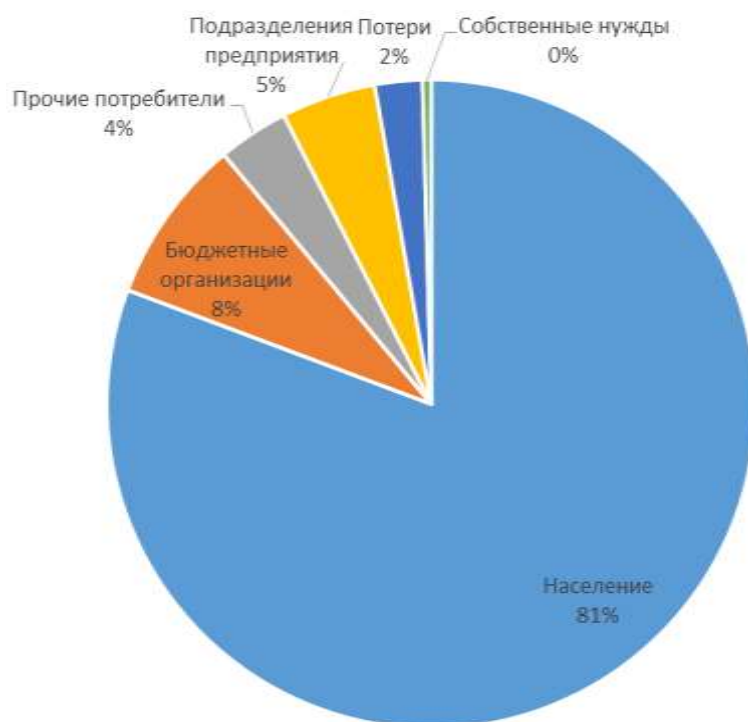


Рисунок 14. Структура потребления ГВС в 2019 году

Наибольший потенциал энергосбережения приходится на население, потери и подразделения предприятия.

3.3.4. Система учета холодной и горячей воды.

Система учета ХВС и ГВС в населенном пункте является эффективной. На предприятии имеется приборный учет добываемой воды, а также учет потребляемой воды собственными подразделениями. Информация о приборах учета предприятия приведена в таблице ниже.

Таблица 76. Приборы учета ХВС и ГВС предприятия

№ п/п	Объект	Система	Марка прибора учета
1	Котельная (подпитка) контура ТС	ХВС	BCГ-80
2	Котельная (подпитка) контура ГВС	ХВС	BCX-50
3	Склад ОМТС	ХВС	BCX-15-02
4	Скважина №6 (подъем воды)	ХВС	BCГ-100
5	Скважина №5 (подъем воды)	ХВС	BCГ-100
6	Скважина №1 СН	ХВС	BCX-15-02
7	Скважина №5 СН	ХВС	BCX-15-02
8	Скважина №6 СН	ХВС	BCX-15-02
9	Дренаж ВПУ	ХВС	DRK-50
10	Котельная СН (хвс)	ХВС	BCГ-15
11	Контора	ХВС	BCX-15-02

№ п/п	Объект	Система	Марка прибора учета
12	Склад ОМТС	ГВС	ВСГ-15-02
13	Котельная СН	ГВС	ВСГ-15
14	Контора	ГВС	ВСГ-15-02

Учет холодной воды у потребителей организован недостаточно – из 93 абонентов учет имеется у 55 (Рисунок 15).



Рисунок 15. Степень оснащенности приборами учета ХВС потребителей

В отношении потребителей, не оснащенных приборами учета воды, объем потребляемого ресурса определяется расчетным способом исходя из норматива (расчетной нагрузки потребителей).

Учет горячей воды у потребителей организован недостаточно – из 90 абонентов учет имеется у 49 (Рисунок 16).



Рисунок 16. Степень оснащенности приборами учета ГВС потребителей

В отношении потребителей, не оснащенных приборами учета воды, объемом потребляемого ресурса определяется расчетным способом исходя из норматива (расчетной нагрузки потребителей).

По результатам анализа исходных данных и производственных отчетов установлено, что годовой объем нормативного значения потребляемой воды (холодной и горячей) предприятием определен корректно с учетом установленных норм потребления холодной и горячей воды.

3.4. Водоотведение

В пгт. Беринговский жилые дома и общественные здания оборудованы централизованной системой хозяйственно-бытовой канализации со сбросом стоков в р. Яша без предварительной очистки.

Количество принятых сточных вод рассчитывается косвенным методом на основе учета потребления воды абонентами.

Канализационные очистные сооружения в населенном пункте отсутствуют.

Система сбора и утилизации осадков отсутствует.

Техническое состояние канализационных сетей – ограниченно-работоспособное. Сети имеют показатель среднего износа 85%.

4. Оценка реализации мероприятий в области энерго- и ресурсосбережения, мероприятий по сбору и учету информации об использовании энергетических ресурсов в целях выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности

4.1. Генерация и транспортировка электрической энергии

На предприятии отсутствует разработанная и утвержденная программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, что не соответствует требованиям действующего законодательства в области энергосбережения (Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности).

По причине отсутствия программы в области энергосбережения дать оценку реализации мероприятия в области энерго- и ресурсосбережения не представляется возможным.

Рекомендуется разработать программу в области энергосбережения и проводить мероприятия, направленные на сокращение потребляемых энергоресурсов, в том числе организационные, связанные с работой с сотрудниками предприятия (включая внедрение системы премирования за сокращение потребления ресурсов).

В настоящее время предприятие осуществляет частичную замену и ремонт оборудования и сетей для поддержания работоспособности системы. При этом фактические работы по замене и ремонту не в полной мере охватывают требуемый для этих работ объем оборудования и сетей.

На предприятии организована система сбора и учета вырабатываемой и потребляемой электроэнергии, однако указанная информация в целях выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности не используется.

Потенциал энергоэффективности имеется в первую очередь в части снижения потерь при передаче электроэнергии по изношенным линиям электропередач, а также в части снижения удельного расхода дизельного топлива при производстве электроэнергии на изношенных дизельных генераторах.

Также снижение потребляемой электроэнергии возможно при установке частного регулирования электроприводов и модернизации систем освещения (как внутреннего, так и уличного).

Основным источником экономии потребляемой электроэнергии в зданиях потребителей является модернизации систем освещения и организационные мероприятия по работе с населением, направленные на сокращение нерационально используемой энергии.

4.2. Генерация и транспортировка тепловой энергии

На предприятии отсутствует разработанная и утвержденная программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, что не соответствует требованиям действующего законодательства в области энергосбережения (Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»).

По причине отсутствия программы в области энергосбережения дать оценку реализации мероприятия в области энерго- и ресурсосбережения не представляется возможным.

Рекомендуется разработать программу в области энергосбережения и проводить мероприятия, направленные на сокращение потребляемых энергоресурсов, в том числе организационные, связанные с работой с сотрудниками предприятия (включая внедрение системы премирования за сокращение потребления ресурсов).

В настоящее время предприятие осуществляет частичную замену и ремонт оборудования и сетей для поддержания работоспособности системы. При этом фактические работы по замене и ремонту не в полной мере охватывают требуемый для этих работ объем оборудования и сетей.

Мероприятия по сбору и учету информации об использовании энергетических ресурсов в целях выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности не проводятся. На предприятии состав-

ляются производственные отчеты с отражением объемов использованных энергетических ресурсов (угля и тепловой энергии), определенных расчетным способом.

Потенциал энергоэффективности системы генерации и транспортировки тепловой энергии имеется непосредственно на источниках тепловой энергии (котельных агрегатах), а также, в малой степени, на тепловых сетях.

Также по причинам отсутствия системы учета потребляемой тепловой энергии зданиями на территории населенного пункта выводы об эффективности использования ТЭР в системах теплоснабжения зданий сделать не представляется возможным.

Основными направлениями по повышению энергетической эффективности системы являются:

- замена изношенного котельного оборудования;
- проведение режимно-наладочных испытаний;
- восстановление тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей;
- регулировка параметров теплоносителя перед вводом в здания;
- организационные мероприятия, направленные на экономию тепловой энергии непосредственно в зданиях.

В отношении населенного пункта разработана Схема теплоснабжения на период до 2033 года.

Схемой теплоснабжения предусмотрен ряд мер по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения, которые учитываются в Разделе 5 настоящей Программы, где приводится перечень предложений по инвестиционным проектам и мероприятиям в отношении соответствующей системы коммунальной инфраструктуры.

4.3. Производство и транспортировка ГВС и ХВС

На предприятии отсутствует разработанная и утвержденная программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, что не соответствует требованиям действующего законодательства в области энергосбережения (Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности).

По причине отсутствия программы в области энергосбережения дать оценку реализации мероприятия в области энерго- и ресурсосбережения не представляется возможным.

Рекомендуется разработать программу в области энергосбережения и проводить мероприятия, направленные на сокращение потребляемых энергоресурсов, в том числе организационные, связанные с работой с сотрудниками

предприятия (включая внедрение системы премирования за сокращение потребления ресурсов).

Потенциал энергоэффективности имеется в первую очередь в части снижения потерь при передаче воды (устранения утечек).

Основным источником экономии потребляемой воды в зданиях потребителей является установка приборов учета (коммерческого и технического).

В отношении населенного пункта разработана Схема водоснабжения на период до 2028 года.

Схемой водоснабжения предусмотрен ряд мер по новому строительству, реконструкции и модернизации объектов системы ХВС.

В Разделе 5 настоящей Программы приведен перечень предложений по инвестиционным проектам и мероприятиям в отношении системы водоснабжения, который учитывает мероприятия, представленные в Схеме.

Также Схемой водоснабжения предусмотрен ряд мероприятий, направленных на повышение качества услуг и подключение новых абонентов:

- прокладка трубопровода с заменой изношенных труб;
- замена насосного оборудования;
- установка узлов учета;
- внедрение системы диспетчеризации, систем управления режимами водоснабжения, систем контроля и учета;
- установка систем водоочистки и водоподготовки;
- иные энергосберегающие мероприятия.

Указанные мероприятия не являются адресными, носят рекомендательный характер, целесообразны к применению в рамках текущей эксплуатации и не являются высокоприоритетными.

5. Обоснование целевых показателей развития соответствующей системы коммунальной инфраструктуры

Целевые показатели развития систем коммунальной инфраструктуры городского поселения Беринговский представлены в Разделе 4 Программного документа (Том 1) и рассчитаны на основании прогноза социально-экономического развития населенных пунктов с учетом потенциальных эффектов от реализации мероприятий, предлагаемых в разделе 5 Программного документа.

Представленный перечень целевых показателей является всеобъемлющим и охватывает следующие аспекты развития жилищно-коммунального комплекса:

- доступность коммунальных услуг для населения;
- сбалансированность систем жилищно-коммунального хозяйства;
- качество поставляемых ресурсов;
- надежность работы системы коммунальной инфраструктуры;
- эффективность производства и передачи коммунального ресурса.

6. Перечень инвестиционных проектов в отношении соответствующей системы коммунальной инфраструктуры

Программа модернизации системы ЖКХ городского поселения Беринговский сформирована на основании анализа технического состояния коммунальной инфраструктуры и с учетом направлений социально-экономического развития поселений. При разработке были учтены основные цели и задачи, стоящие перед регионом в сфере ЖКХ:

- надежное оказание услуг для сбережения жизни и здоровья людей;
- соблюдение требований нормативно-правовых актов Российской Федерации в сфере ЖКХ;
- обеспечение приемлемого уровня тарифа на услуги ЖКХ для населения и приравненных к нему категорий потребителей;
- повышение эффективности использования субсидий в ЖКХ, выделяемых из бюджетов различного уровня;
- повышение операционной эффективности работы ЖКХ в регионе;
- повышение энергетической независимости региона от завозного топлива.

Кроме того, представленный перечень мероприятий учитывает показатели экономической эффективности и окупаемости, так как в качестве основного источника финансирования Программы предлагается использовать внебюджетные средства, а именно привлечение частных инвестиций через заключение концессионных соглашений.

В первую очередь, для городского поселения в 2021 г. необходимо разработать программу по энергосбережению с реализацией организационных мероприятий и корректировать ее не реже 1 раза в 5 лет. В такую программу целесообразно включить ряд организационных мер, способствующих снижению потребления ТЭР:

- назначение ответственных за энергосбережение;
- обучение ответственных лиц на курсах по энергосбережению;
- обучение и агитация всего коллектива учреждения об экономии энергоресурсов;
- внедрение системы премирования за успешное внедрение энергосберегающих мероприятий;
- разработка руководств по обслуживанию и эксплуатации систем тепло-, электро- и водоснабжения, периодический контроль за их исполнением;
- введение графиков включения и отключения света и тепла в не рабочее время и на выходных;
- график отключения компьютеров, принтеров и другой офисной техники;
- расчет основных показателей энергоэффективности систем;
- анализ изменения показателей энергоэффективности, разработка мероприятий по поддержанию показателей на должном уровне.

Данное мероприятие не требует дополнительных капитальных вложений, при этом согласно опыту внедрения позволяет сократить объем потребляемых ресурсов, в среднем, на 3%.

Далее приводится описание инвестиционных мероприятий в разрезе всех видов коммунальной инфраструктуры.

7.1. Электроснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы электроснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 15).

Таблица 77. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «электро-снабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Установка устройства компенсации реактивной мощности	0,3
Строительство ветряной электростанции	54

7.1.1. Установка устройства компенсации реактивной мощности.

Описание мероприятия: в котельной имеются потребители реактивной мощности (электроприводы), которые повышают токовые нагрузки в сети и вызывают дополнительные нерациональные потери. Среднее значение текущего коэффициента мощности составляет 0,4, мощность устройств – 66 кВт.

Предлагается установить устройство компенсации реактивной мощности в непосредственной близости к электроприводам, т. е. в помещении котельной для исключения потребления реактивной составляющей мощности приводами из внешней сети.

В качестве рекомендуемой установки выбрана АУКРМ-0,4-125.

Необходимая мощность УКРМ – 125 кВАр.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 330 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения токовой нагрузки вследствие изменения потребляемой из сети полной мощности потребителями реактивной составляющей.

Таблица 78. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка устройства компенсации реактивной мощности	кВт*ч	51 981 (в т. ч. 9 197 – потери)	
		т	13	955 300

7.1.2. Строительство ветряной электростанции.

Описание мероприятия: в населенном пункте для выработки электроэнергии используется дорогостоящее дизельное топливо. Снизить потребление топлива позволит установка ветряной электростанции (ВЭС) – установок, приводимых в действие ветром, генерирующих электрическую энергию. Система ВЭС может подключаться к общей сети населенного пункта, тем самым снижая нагрузку генераторов. Система включает в себя инвертор для преобразования постоянного напряжения в переменное, а также стабилизатор и аккумуляторы для поддержания параметров качества энергии на должном уровне.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 54 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потребляемого дизельного топлива.

Таблица 79. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Строительство ветряной электростанции	т	173	12 686 000

7.2. Теплоснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы теплоснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 18).

Таблица 80. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «теплоснабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Установка частного регулирования на электроприводы	3,9
Установка БМК	200,0
Проведение режимно-наладочных испытаний	0,04
Замена наиболее изношенных трубопроводов тепловой сети	80
Установка системы учета котельного топлива	0,9
Установка системы учета вырабатываемой тепловой энергии	0,5

7.2.1. Установка частотного регулирования на электроприводы.

Описание мероприятия: рекомендуется установить автоматическое частотное регулирование на приводы в котельной (вентиляторы, дымососы) для регулирования скоростью вращения приводов.

В качестве предлагаемых для внедрения выбраны преобразователи ISD/IBD производителя INNOVERT.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 3 950 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потребляемой электроэнергии приводами вследствие регулирования частоты вращения (исходные данные для расчета эффекта приняты согласно проведенному ранее энергетическому обследованию).

Таблица 81. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка частного регулирования на электроприводы	кВт*ч	68 348 (в т. ч. 12 093 – потери)	
		т	17	1 249 200

7.2.2. Установка БМК.

Описание мероприятия: Фактическая выработка тепла котлами значительно меньше номинальной. Средний фактический удельный расход условного топлива составляет 278 кг н. т./Гкал, в то время как рассчитанный для номинальных значений параметров котлов составляет 183,53 кг у.т./Гкал. Таким образом, реальный КПД работы котлов низок.

Также большинство котлов уже выработало свой ресурс и требуют замены, что приведет к увеличению надежности и эффективности теплогенерации. Поскольку установленная мощность котельной значительно выше присоединённой нагрузки, то нет необходимости в части мощностей.

Для модернизации и реконструкции предлагается замена существующей котельной на блочно-модульную котельную меньшей мощности. Существующие котлы, не выработавшие свой ресурс, предлагается перевести в резерв на случай аварийного выхода из строя котлов.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 200 000 тыс. руб.

Объем капитальных вложений при отсутствии проектов и составленных на их основании смет оценивался по стоимости оборудования и укрупнённым сметным расчётам.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: повышение надежности теплоснабжения и повышение эффективности.

Высокая энергетическая эффективность блочно-модульных котельных определяется современными технологическими решениями, используемыми при производстве БМК:

– закрытая двухконтурная система теплоснабжения – котловой и сетевой контуры разделены барьерным теплообменником, что позволяет обезопасить котельное оборудование от негативного воздействия тепловых сетей (температурных перепадов, высокого рабочего давления теплосистемы, плохого качества теплоносителя и т. д.);

– система многокотлового регулирования, которая автоматически отслеживает колебания температуры наружного воздуха и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлических потоков через котловые контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой тепловой нагрузкой;

– система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дымососы и вентиляторы дает существенную экономию электроэнергии;

– вакуумные деаэраторы и охладители пара – для сокращения потерь теплоты.

Таблица 82. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Установка БМК	тн/Гкал	0,01	5 352 939
		кВт*ч/Гкал	5,4	6 546 531

7.2.3. Проведение режимно-наладочных испытаний.

Описание мероприятия: в настоящее время котельные агрегаты эксплуатируются без разработанных режимных карт, в связи с чем невозможно определить фактический КПД котлов, параметры работы и удельный расход топлива на выработку тепловой энергии.

Необходимо провести режимно-наладочные испытания для определения фактического состояния котельных агрегатов, составления балансов в отношении каждого агрегата.

В дальнейшем испытания необходимо проводить 1 раз в 5 лет.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: предлагается создание наладочной группы на предприятии для максимального снижения затрат и исключения рисков, связанных с логистикой при привлечении сторонних подрядных организаций. Объем капитальных вложений относится в целом к организации, т. е. созданная наладочная группа будет способна проводить режимно-наладочные испытания на всех котельных предприятия. Поскольку затраты будут относиться в целом в организации, объем вложений в разрезе одного населенного пункта определен разделением общих инвестиций на количество отапливаемых населенных пунктов – таким образом, объем вложений по каждому населенному пункту составит 44 000 рублей.

Эффекты от мероприятия: благодаря режимно-наладочным испытаниям будет определено фактическое состояние котельных агрегатов, их коэффициент полезного действия, после чего появится возможность определить действительные удельные расходы топлива, составлять балансы работы каждого котла.

Также после наладки предприятие сможет на основании режимных карт самостоятельно определять наиболее экономичный режим работы для рационального использования энергоресурсов.

7.2.4. Замена наиболее изношенных трубопроводов тепловой сети.

Описание мероприятия: в системе теплоснабжения эксплуатируются полностью изношенные тепловые сети. Износ тепловых сетей увеличивает объем утечек теплоносителя из системы, а также повышает риск возникновения аварийных ситуаций. В таблице ниже приведена информация о тепловых сетях, подлежащих замене. Также на тепловых сетях либо отсутствует тепловая изоляция, либо полностью изношена, что вызывает дополнительные тепловые потери. Предлагается к применению труба стальная в ППУ изоляции производства ООО «СКТК», коэффициент теплопроводности которой в среднем на 45 % ниже по сравнению с минеральной ватой.

В рамках мероприятия предлагается заменить наиболее изношенные сети общей длиной 6,9 км. Также при замене сетей предполагается оснащение потребителей индивидуальными приборами учета с подключением к АСКУЭ.

Кроме того, при разработке проектов реконструкции и модернизации сетей, с целью сокращения затрат на дальнейшую эксплуатацию, необходимо предусмотреть мероприятия по возможной оптимизации излишних мощностей и протяженности сети.

Срок реализации: 2022 г.

Объем капитальных вложений: 80 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения тепловых потерь и потерь теплоносителя.

Таблица 83. Описание, количественное и стоимостное выражение эффектов

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Замена труб тепловых сетей	Гкал	1 620	
		т	491,3	2 261 662

7.2.5. Установка системы учета котельного топлива.

Описание мероприятия: в населенном пункте отсутствует учет объемов сжигаемого топлива, количество потребленного угля определяется расчетным способом, в связи с чем отсутствует возможность определить точное значение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Предлагается установить систему учета котельного топлива на существующую ленточную систему подачи топлива.

В качестве предлагаемого оборудования выбраны весы конвейерные ВНК-3000-2 производителя ТензоПрибор (весы оборудованы интерфейсом для подключения к системе передачи данных).

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 920 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: система учета котельного топлива позволит в дальнейшем определять фактические показатели энергоэффективности системы теплоснабжения и принимать решения по их оптимизации. Также учет позволит составлять более точные балансы системы и определять достоверные объемы неизрасходованного топлива.

Кроме указанных расходов также потребуется проведение периодической поверки приборов учета (стоимость 90 тыс. руб., раз в 2 года).

7.2.6. Установка системы учета вырабатываемой тепловой энергии

Описание мероприятия: в населенном пункте отсутствует учет количества вырабатываемой котельными агрегатами тепловой энергии, выработка определяется расчетным способом, в связи с чем отсутствует возможность определить точное значение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Предлагается установить систему учета тепловой энергии, фиксирующую информацию о выработке с каждого котла и по котельной в целом. При этом система учета осуществляет передачу данных через беспроводные каналы связи непосредственно в головной офис предприятия, имеется возможность подключить интерфейс системы учета к системе управления организацией.

В качестве предлагаемого оборудования выбран теплосчетчик ТСК 9 производителя Теплоком (теплосчетчик фиксирует в том числе температуру окружающего воздуха).

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 470 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: мероприятие направлено на реализацию системы контроля и учета показателей эффективности работы системы и последующего управления и планирования изменения показателей.

Кроме указанных расходов также потребуется проведение периодической поверки приборов учета (стоимость 90 тыс. руб., раз в 2 года).

7.3. Водоснабжение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы водоснабжения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 22).

Таблица 84. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «водоснабжение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Замена наиболее изношенных сетей ХВС и ГВС	75,9

7.3.1. Замена сетей ХВС и ГВС.

Описание мероприятия: в настоящее время сети ХВС и ГВС изношены.

В рамках реализации данного мероприятия предполагается заменить все сети.

Предлагается заменить изношенные сети ХВС на водоводы из ВЧШГ (высокопрочный чугун с шаровидным графитом), ГВС – на трубопроводы стальные в ППУ скорлупе. Также при замене сетей предполагается оснащение потребителей индивидуальными приборами учета с подключением к АСКУЭ.

Кроме того, при разработке проектов реконструкции и модернизации сетей, с целью сокращения затрат на дальнейшую эксплуатацию, необходимо предусмотреть мероприятия по возможной оптимизации излишних мощностей и протяженности сети.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 151 900 тыс. руб.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: экономический эффект достигается за счет снижения потерь воды в сетях (принимается 70% от величины годовых потерь).

Таблица 85. Эффекты от мероприятия

№	Описание эффекта от мероприятия	Ед. изм.	Эффект в натуральном выражении (годовой)	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС
1	Замена изношенных сетей (водоводов) (снижение потерь в сетях)	куб. м	2 588	
		кВт*ч	26 915	
		т ДТ	15,7	575 985

7.4. Водоотведение

Перечень мероприятий по модернизации и реконструкции системы водоотведения городского поселения Беринговский приведен в Таблице (Таблица 24).

Таблица 86. Перечень мероприятий с показателями экономической эффективности и инвестиционной привлекательности по виду деятельности «водоотведение»

Мероприятия	CAPEX, млн руб.
Строительство очистных сооружений	21
Замена изношенных трубопроводов	50

7.4.1. Строительство очистных сооружений

Описание мероприятия: в настоящее время в населенном пункте отсутствует очистка сбрасываемых хозяйственно-бытовых сточных вод.

Необходимо провести работы по строительству очистных сооружений.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 21 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, схема водоснабжения и водоотведения, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: благодаря строительству очистных сооружений будет исключен выпуск неочищенных вод в близлежащие водоемы населенного пункта. Мероприятие направлено на исполнение законодательства в сфере водоснабжения и водоотведения.

7.4.2. Замена изношенных трубопроводов.

Описание мероприятия: в системе водоотведения эксплуатируются сети, изношенные на 85-100 %. Износ сетей увеличивает объем утечек в системе.

Предлагается заменить изношенные сети на трубопроводы из промышленного полипропилена РР-Н в ППУ изоляции и оцинкованной гильзе.

Срок реализации: 2021 г.

Объем капитальных вложений: 50 000 тыс. руб.

Источником информации о составляющих капитальных вложений являются сайты компаний-производителей, схема водоснабжения и водоотведения, а также укрупненные сметные расчеты.

Источник финансирования: внебюджетные средства - привлечение инвестиций (заключение концессионного соглашения).

Эффекты от мероприятия: повышение надежности системы

7. Предложения по организации реализации инвестиционных проектов

Мероприятия, направленные на развитие систем коммунальной инфраструктуры в городском поселении Беринговский, планируется осуществить с привлечением частных инвестиций в форме концессионных соглашений, а также с привлечением федеральных и региональных субсидий, установленных следующими нормативно-правовыми актами:

– постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2015 № 1451 «О предоставлении финансовой поддержки за счет средств государственной корпорации - Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на модернизацию систем коммунальной инфраструктуры»;

– постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2017 № 1710 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации

«Обеспечение доступным и комфортным жильем и коммунальными услугами граждан Российской Федерации»;

– постановление Правительства Чукотского автономного округа от 26.09.2019 № 443 «Об утверждении Государственной программы «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и водохозяйственного комплекса Чукотского автономного округа» (Подпрограмма «Чистая вода»).

8. Обоснование использования в качестве источников финансирования инвестиционных проектов тарифов, платы за подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства к системам коммунальной инфраструктуры

Использование тарифов, платы за подключение (технологическое присоединение) в качестве источников финансирования инвестиционных проектов в городском поселении Беринговский не предполагается.

9. Результаты оценки совокупного платежа граждан за коммунальные услуги на соответствие критериям доступности

Результаты оценки совокупного платежа граждан за коммунальные услуги на соответствие критериям доступности приведены в Таблица 87.

Таблица 87. Результаты оценки совокупного платежа граждан за коммунальные услуги – Доля расходов на оплату услуг в совокупном доходе граждан, %

Вид деятельности	Текущее значение 2019 г.	Целевое значение 2040 г.
Электроснабжение	40,0	35,0
Теплоснабжение	40,0	35,0
Водоснабжение	40,0	35,0

10. Прогнозируемые расходы бюджетов всех уровней на оказание мер социальной поддержки, в том числе предоставление отдельным категориям граждан субсидий на оплату жилого помещения и коммунальных услуг

Меры социальной поддержки граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в городском поселении Беринговский реализованы следующими нормативными актами:

- Федеральный закон от 12.01.1995 № 5-ФЗ «О ветеранах»;
- Федеральный закон от 24.11.1995 № 181-ФЗ «О социальной защите инвалидов в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 26.11.1998 № 175-ФЗ «О социальной защите граждан Российской Федерации, подвергшихся воздействию радиации вследствие аварии в 1957 году на производственном объединении «Маяк» и сбросов радиоактивных отходов в реку Теча»;

- Закон Российской Федерации от 15.05.1991 № 1244-1 «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС»;

- постановление Правительства Чукотского автономного округа от 01.07.2008 № 114 «О предоставлении субсидий на оплату жилого помещения и коммунальных услуг на территории Чукотского автономного округа»;

- приказ Департамента социальной политики Чукотского автономного округа от 01.08.2016 № 1517 «Об утверждении Административного регламента Департамента социальной политики Чукотского автономного округа по предоставлению государственной услуги «Предоставление гражданам субсидий на оплату жилого помещения и коммунальных услуг».

Меры по возмещению ресурсоснабжающим организациям недополученных доходов:

- постановление Правительства Чукотского автономного округа от 11.01.2018 № 2 «Об утверждении Порядка предоставления субсидии на компенсацию ресурсоснабжающим организациям недополученных доходов, связанных с предоставлением населению коммунальных услуг (ресурсов) по тарифам, не обеспечивающим возмещение издержек».