

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ

ТАЙМЫРСКИЙ ДОЛГАНО-НЕНЕЦКИЙ МУНИЦИПАЛЬНЫЙ РАЙОН

**АДМИНИСТРАЦИЯ СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ ХАТАНГА**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

29.06.2021 № 074 – П

**Об утверждении актуализации на 2022 год Схемы теплоснабжения села Хатанга на 2015-2025 годы**

Рассмотрев подготовленный проект Схемы теплоснабжения села Хатанга на 2015-2025 годы, руководствуясь статьей 6 Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», пункта 17 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утверждённых Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154,

**ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить актуализацию на 2022 год Схемы теплоснабжения села Хатанга на 2015-2025 годы (далее – Схема), согласно приложению к настоящему постановлению.
2. Разместить Схему на официальном сайте органов местного самоуправления сельского поселения Хатанга [www.hatanga24.ru](http://www.hatanga24.ru).
3. Опубликовать постановление в информационном бюллетене Хатангского сельского Совета депутатов и Администрации сельского поселения Хатанга и на официальном сайте органов местного самоуправления сельского поселения Хатанга [www.hatanga24.ru](http://www.hatanga24.ru).
4. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.
5. Постановление вступает в силу с момента подписания.

Глава сельского поселения Хатанга А. С. Скрипкин

**Приложение**

к постановлению Администрации

сельского поселения Хатанга

от 29.06.2021 г. № 074-П

**КНИГА 3. УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**СЕЛА ХАТАНГА на 2015-2025 годы**

**(с актуализацией на 2022 год)**

**Хатанга, 2021**

**СОДЕРЖАНИЕ**

[1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ 5](#_Toc411936473)

[1.1 Территория и климат 5](#_Toc411936474)

[1.2 Существующее положение в сфере теплоснабжения 5](#_Toc411936475)

[1.2.1 Общая характеристика систем теплоснабжения 5](#_Toc411936476)

[1.2.2 Установленная и располагаемая мощность энергоисточников 6](#_Toc411936477)

[1.2.3 Существующие балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки 6](#_Toc411936478)

[1.2.4 Отпуск тепловой энергии и топливопотребление энергоисточников 6](#_Toc411936479)

[2 РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ СЕЛА 8](#_Toc411936480)

[2.1 Общие положения 8](#_Toc411936481)

[2.2 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления 8](#_Toc411936482)

[2.3 Объемы потребления тепловой энергии (мощности) теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя 9](#_Toc411936483)

[3 РАЗДЕЛ 2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 12](#_Toc411936484)

[3.1 Радиусы эффективного теплоснабжения базовых источников теплоты 12](#_Toc411936485)

[3.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения 14](#_Toc411936486)

[3.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения 15](#_Toc411936487)

[3.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой 15](#_Toc411936488)

[3.5 Балансы по установленной тепловой мощности энергоисточников 19](#_Toc411936489)

[4 РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ 20](#_Toc411936490)

[5 РАЗДЕЛ 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 21](#_Toc411936491)

[5.1 Предложения по строительству и реконструкции источников тепловой энергии 22](#_Toc411936492)

[5.2 Предложения по строительству и реконструкции источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 27](#_Toc411936493)

[5.3 Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия 27](#_Toc411936494)

[5.4 Предложение по выводу в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных 27](#_Toc411936495)

[5.5 Графики отпуска тепла для энергоисточников с. Хатанга 27](#_Toc411936496)

[6 РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ 28](#_Toc411936497)

[6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки 28](#_Toc411936498)

[6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки 28](#_Toc411936499)

[6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения 28](#_Toc411936500)

[6.4 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 30](#_Toc411936501)

[6.5 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций 32](#_Toc411936502)

[7 РАЗДЕЛ 6. Перспективные топливные балансы 34](#_Toc411936503)

[7.1 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии 34](#_Toc411936504)

[7.2 Расчётные запасы резервного топлива. 35](#_Toc411936505)

[8 РАЗДЕЛ 7. ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ 36](#_Toc411936506)

[8.1 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности 36](#_Toc411936507)

[8.2 Расчеты эффективности инвестиций 37](#_Toc411936508)

[8.2.1 Котельная №1 (МУП «ЖКХ с.п. Хатанга») 48](#_Toc411936509)

[8.2.2 Котельная №2 (ООО «ТаймырЭнергоком») 54](#_Toc411936510)

[8.2.3 Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») 61](#_Toc411936511)

[8.3 Расчеты ценовых последствий для потребителей 66](#_Toc411936512)

[9 РАЗДЕЛ 8. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ) 68](#_Toc411936513)

[10 РАЗДЕЛ 9. РЕШЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 71](#_Toc411936514)

[11 РАЗДЕЛ 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям 72](#_Toc411936515)

**1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ**

**1.1 Территория и климат**

Село Хатанга - административный центр муниципального образования «Сельское поселение Хатанга», которое входит в состав Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края.

Кроме с. Хатанга, сельское поселение Хатанга включает в себя 9 национальных поселков: Каяк, Хета, Кресты, Катырык, Жданиха, Новая, Попигай, Сындасско, Новорыбная. Поселки заселены в основном долганами. Нганасане проживают в поселке Новая.

Село Хатанга расположено в северной части России, на реке Хатанга, в 2471 км к северу от г. Красноярск и в 3412 км к востоку от Москвы.

В пределах сельского поселения Хатанга занимает 5,25 км², протяжённость с юга на север 1,12 км, с запада на восток 5,34 км. Хатанга - один из самых северных населенных пунктов России. Сельское поселение расположено за северным полярным кругом. В целом климат Хатанги можно отнести к субарктическому типу. Среднегодовая температура воздуха составляет -17,7 °C, относительная влажность воздуха 78 %, средняя скорость ветра 4,6 м/с. Средняя температура наиболее холодного месяца -41°C. Температура наружного воздуха, принимаемая для расчета систем отопления -49°C.

**1.2 Существующее положение в сфере теплоснабжения**

Анализ существующего состояния системы теплоснабжения с. Хатанга приведен в Главе 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

1.2.1 Общая характеристика систем теплоснабжения

Теплоснабжение села Хатанга по состоянию на 01.01.2021 года осуществляется от 4 котельных, из которых две находятся на консервации с общей установленной тепловой мощностью – 41,6 Гкал/час. В том числе:

* Котельная №1 (ООО «Энергия») – 15,0 Гкал/час;
* Котельная №2 (ООО «Энергия») – 16,4 Гкал/час;
* Котельная №5 (ООО «Энергия») – 3,0 Гкал/час (на консервации);
* Котельная «Полярная ГРЭ» (ООО «Энергия») - 6,0 Гкал/час (на консервации.

Производство тепловой энергии осуществляется 2 котельными, использующими в качестве основного топлива бурый уголь. Прокладка теплосетей - надземная. Изоляция сетей – минеральная вата, ППУ. Тепловые сети от котельных двухтрубные, расчетный график работы 70-60°С (ООО «Энергия»). Система теплоснабжения открытая (ООО «Энергия»), с установленными на подающем трубопроводе тепловой сети подкачивающих циркуляционных насосов. Способ учета тепла, отпущенного в тепловые сети – расчётный.

Единственной эксплуатирующей организацией тепловых сетей, обеспечивающих транспортировку теплоносителя от источников тепловой энергии, является ООО «Энергия».

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении в с. Хатанга согласно данным теплоснабжающей организации составляет 14,885 км.

1.2.2 Установленная и располагаемая мощность энергоисточников

Суммарная установленная тепловая мощность источников составляет (по состоянию базового периода актуализации схемы теплоснабжения) 41,6 Гкал/ч, в том числе 15,0 Гкал/ч – Котельная №1 (ООО «Энергия»). Вторым крупнейшим по мощности источником является котельная №2 (ООО «Энергия») – 16,4 Гкал/ч.

Отклонение располагаемой тепловой мощности от установленной находится в пределе от 24% до 70%. Такая значительная потеря установленной тепловой мощности является недопустимой по нормам эксплуатации.

1.2.3 Существующие балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки

В таблице 1.1 представлена установленная тепловая мощность источников тепловой нагрузки потребителей с. Хатанга по состоянию базового периода актуализации схемы теплоснабжения – 2020 год.

Таблица 1.1 – Баланс установленной мощности энергоисточников.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Установ-ленная мощность тепловая нагрузка, Гкал/ч | Присоеди-ненная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Собственные нужды котельной, Гкал/ч | Тепловые потери, Гкал/ч | Резерв по установ-ленной тепловой мощности, Гкал/ч | Резерв по установ-ленной тепловой мощности, % |
| Котельная №1 (ООО «Энергия» | 15,0 | 5,621 | 0,0381 | 0,4016 | 9,3413 | 62,3% |
| Котельная №2 (ООО «Энергия») | 16,4 | 2,727 | 0,0213 | 0,0882 | 13,6521 | 83,2% |
| Котельная №5 (ООО «Энергия») | 4,2 |  |  |  | 4,2 | 100% |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | 6,0 |  |  |  | 6,0 | 100% |
| ИТОГО: | 41,6 | 8,347 | 0,0594 | 0,4898 | 33,1934 | 86,4% |

1.2.4 Отпуск тепловой энергии и топливопотребление энергоисточников

Отпуск тепловой энергии в 2020 году с коллекторов всех энергоисточников с.п Хатанга составил 50 752,157 Гкал, в том числе:

* от котельной №1 – 41 228,876 Гкал (81,24 %);
* от котельной №2 – 9 523,281 Гкал (18,76 %);
* от котельной №5 – 0 Гкал (0 %);
* от котельной ОАО «Полярная ГРЭ» - 0 Гкал (0 %).

**2 РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ СЕЛА**

**2.1 Общие положения**

Площадь эксплуатируемого жилищного фонда с. Хатанга в 2020 году составляла 55,88 тыс. кв. м. Жилищная обеспеченность в с. Хатанга составляет 22,41 кв. м на 1 человека. Жилищный фонд с. Хатанга благоустроен на 100%. Управлением многоквартирными домами в 2020 году занимается ООО «Энергия».

Прогноз перспективной застройки на территории с. Хатанга сформирован на основе демографического прогноза, разработанного в рамках Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, и материалов Генерального плана с учетом проведенных обсуждений со специалистами Администрации. Темп ввода жилищного фонда скорректирован относительно Генерального плана в части изменения объемов застройки по некоторым территориям в соответствии с утвержденными проектами застройки данных территорий.

По состоянию на 01.01.2020 г. в селе Хатанга находятся два жилых дома, по адресу: Советская, 36 и Советская, 39 признанные аварийными и подключенные к системе теплоснабжения, общая площадь жилищного фонда, находящаяся в неудовлетворительном состоянии (по материалам «Схемы территориального планирования муниципального района») оценивается в 22,0 тыс. м2 - около 50% всех жилых зданий в ближайшие 10 лет перейдут в категорию ветхого и аварийного жилья. Это, в основном, одно- и двухэтажные деревянные дома, построенные до 1980 года.

Таким образом, в качестве базовых показателей для разработки Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры и перспективной Схемы теплоснабжения были приняты показатели, представленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Прогнозное изменение жилищного фонда с. Хатанга.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Показатель | Ед. изм. | Значение | | | |
| 2016 | 2020 | 2021-2022 | 2023-2024 |
| 1 | Численность населения, по годам | тыс. чел. | 2 653 | 2 493 | 2 450 | 2 350 |
| 2 | Объем жилищного строительства в с. Хатанга за период | тыс.м2 | - | - | 5,7 | 2,95 |
| 3 | Объем сноса зданий в с. Хатанга | тыс.м2 | 1,11 | 0,594 | 2,0 | 5,1 |

**2.2 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления**

Таблица 2.2 - Прогнозное изменение численности населения и динамика изменения жилищного фонда с. Хатанга.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Ед. изм. | 2016 | 2020 | 2021-  2023 | 2024-  2025 |
| Площадь жилых строений на  начало периода | м2 | 58 179,61 | 55 879 | 55 074,41 | 58 774,41 |
| Ввод жилых строений в течение  периода | м2 | - | - | 5700 | 2950 |
| Снос жилых строений в течение  периода | м2 | - | 594 | 2000 | 5100 |

**2.3 Объемы потребления тепловой энергии (мощности) теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя**

В таблице 2.3 представлены прогнозы изменения тепловой нагрузки потребителей и годового потребления тепловой энергии. Следует отметить, что величина годового потребления в таблицах приводится по уровню года, следующего за рассмотренным периодом.

Таблица 2.3 - Прогнозы изменения тепловой нагрузки потребителей и годового потребления тепловой энергии с. Хатанга.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал | | |
|
|
| Всего | Прирост | Снижение (снос жилых зданий, изменение норматива потребления) |
|
| Изменение годового потребления в 2016 году (изменение норматива потребления с 01.07.2016 года) | 5,343 | - | 5,343 |
| Годовое потребление тепловой энергии потребителями с. Хатанга в 2016 году | 49,865 | - | - |
| Изменение годового потребления в 2020 году | 2,644 | - | 2,644 |
| Годовое потребление тепловой энергии потребителями с. Хатанга в 2020 году | 47,221 | - | - |
| Изменение годового потребления в период 2021-2023 гг. | 4,746 | 3,472 | 8,218 |
|
| Годовое потребление тепловой энергии потребителями с. Хатанга в 2021-2023 гг. | 44,057 | - | - |
| Изменение годового потребления в период 2024-2028 гг. | 1,311 | 1,796 | 3,107 |
| Годовое потребление тепловой энергии потребителями с. Хатанга в 2024-2028 гг. | 42,746 | - | - |
|

Сводные показатели изменения годового теплопотребления по с. Хатанга представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Сводные показатели изменения годового теплопотребления по с. Хатанга

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование источника теплоснабжения | Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч | Отпуск тепловой энергии от источника, Гкал |
| **2016 год** | | |
| Котельная №1 (ООО «Энергия») | 3,164 | 20 844,575 |
| Котельная №2 (ООО «Энергия») | 2,993 | 22 627,190 |
| Котельная №3 (ООО «Энергия») | 0,659 | 1 914,868 |
| Котельная №5 (ООО «Энергия») | 1,879 | 10 314,420 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | 2,772 | 11 965,19 |
| **2020 год** | | |
| Котельная №1 (ООО «Энергия») | 5,621 | 41 007,73 |
| Котельная №2 (ООО «Энергия») | 2,727 | 9 449,38 |
| Котельная №5 (ООО «Энергия») | 2,012 | 0,00 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» (ООО «Энергия») | 1,227 | 0,00 |
| **2021 – 2022 годы** | | |
| Котельная №1 (ООО «Энергия») | 5,621 | 41 007,73 |
| Котельная №2 (ООО «Энергия») | 2,727 | 9 449,38 |
| Котельная №5 (ООО «Энергия») | 0,000 | 0,00 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» (ООО «Энергия») | 0,000 | 0,00 |
| **2024 – 2025 годы** | | |
| Котельная №1 (ООО «Энергия) | 5,621 | 41 007,73 |
| Котельная №2 (ООО «Энергия») | 2,727 | 9 449,38 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» (ООО «Энергия») | 0,000 | 0,00 |

Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах не рассматриваются в виду их отсутствия.

**3 РАЗДЕЛ 2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

**3.1 Радиусы эффективного теплоснабжения базовых источников теплоты**

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Оптимальный радиус теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

*S=A+Z→min (руб./Гкал/ч),*

где A – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

Z – удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч.

Аналитическое выражение для оптимального радиуса теплоснабжения предложено в следующем виде, км:

*Rопт = (140/s0,4)·φ0,4·(1/B0,1)(Δτ/П)0,15*

где *B*– среднее число абонентов на 1 км2;

*s*– удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м2;

*П*– теплоплотность района, Гкал/ч·км2;

*Δτ*– расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, оC;

*ϕ*– поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение источника тепловой энергии.

При этом предложено некоторое значение предельного радиуса действия тепловых сетей, которое определяется из соотношения, км:

*Rпред=[(p–C)/1,2K]2,5*

где *Rпред* – предельный радиус действия тепловой сети, км;

*p*– разница себестоимости тепла, выработанного на централизованном источнике и в индивидуальных котельных абонентов, руб./Гкал;

*C*– переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал;

*K*– постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспортировку тепла при радиусе действия тепловой сети, равном 1 км, руб./Гкал·км.

Таблица 3.1 - Радиус эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Источник | Площадь, км2 | Нагрузка, Гкал/ч | Δt тепловой сети, ∆τ | П, Гкал/ч\*км2 | Кол-во абон. | В, аб./кв2 | Rопт, км | Rмакс, км |
| Котельная №1 | 0.82 | 5.158 | 15 | 7.29 | 95 | 115.85 | 0.96 | 0.82 |
| Котельная №2 | 0.35 | 4,494 | 15 | 11.06 | 62 | 177.14 | 0.81 | 0.87 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | 0.24 | 2,303 | 25 | 17.70 | 22 | 91.67 | 0.41 | 0.63 |

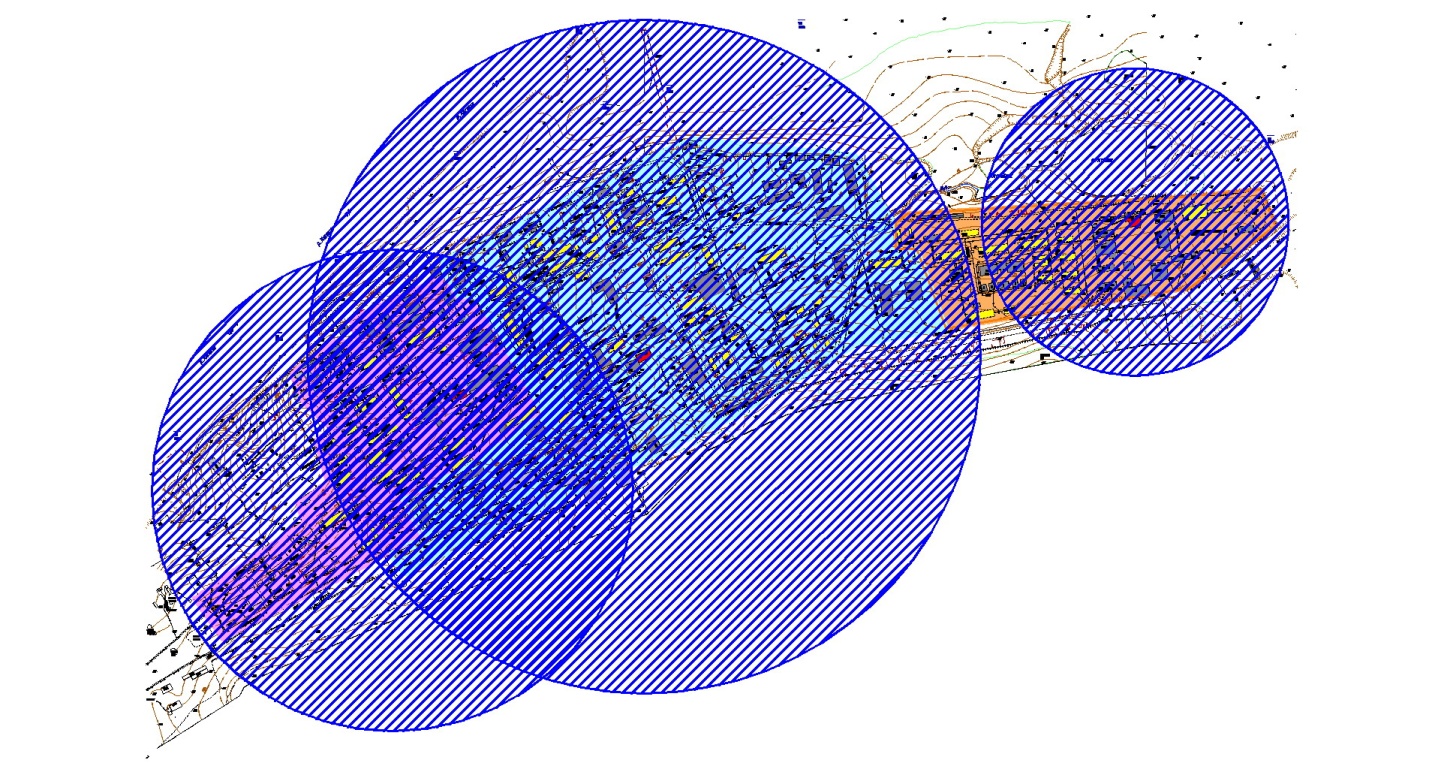
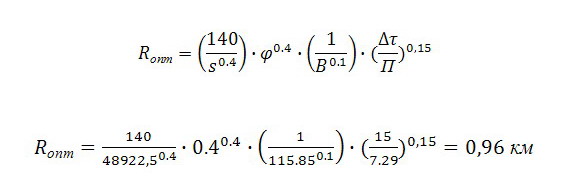


Рисунок 3.1 - Радиусы оптимального теплоснабжения энергоисточников с. Хатанга

Из рисунка 3.1 видно, что оптимальные радиусы теплоснабжения рассматриваемых энергоисточников покрывают всю территорию села со значительным перекрытием друг друга.

Пример расчета оптимального радиуса на примере котельной №1

****

**3.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения**

Существующие зоны действия котельных охватывают всю территорию с. Хатанга рисунок 3.3 и являются основными источниками централизованного теплоснабжения. Зоны действия тепловых магистралей котельных представлены на рисунке 3.4.

Основными потребителями услуг теплоснабжения являются: население - 62%, бюджетные потребители - 18%, прочие потребители - 20% от общего полезного отпуска.



Рисунок 3.3 – План села Хатанга.

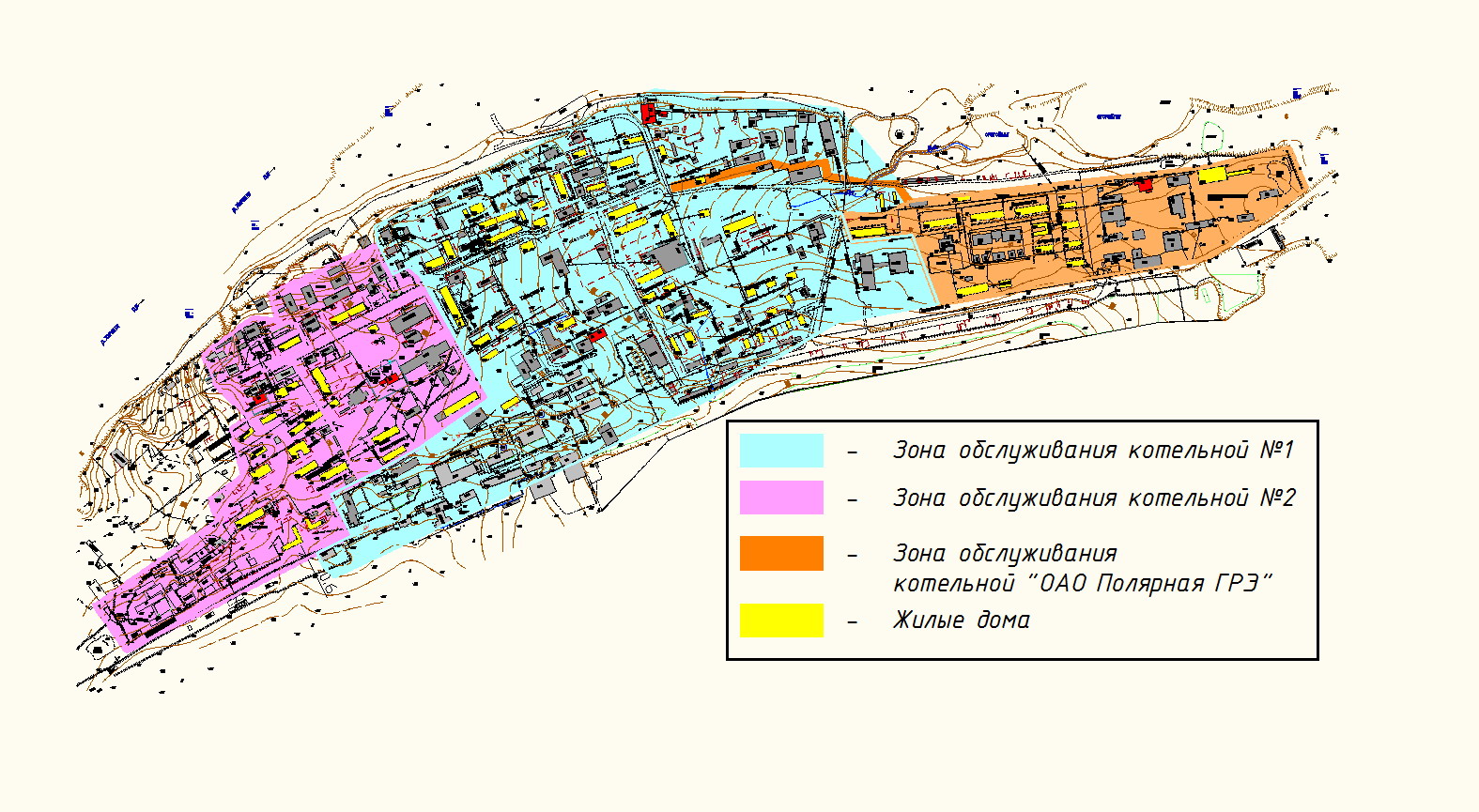


Рисунок 3.4 - Существующие зоны действия источников тепловой энергии

Суммарная установленная мощность котельных составляет 41,6 Гкал/ч.

**3.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Объекты с индивидуальными источниками теплоснабжения отсутствуют.

**3.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников теплоэнергии**

В таблицах 3.4 и 3.5. представлены перспективные балансы тепловой мощности энергоисточников и нагрузки потребителей с учетом изменения количества источников, вызванного реализацией предлагаемых в Схеме теплоснабжения проектов.

В таблице цветом выделены ячейки с указанием тепловой мощности котельных, изменяющихся относительно существующего состояния системы теплоснабжения в результате реализации различных групп проектов по развитию энергоисточников поселения.

Перспективные балансы тепловой мощности энергоисточников и нагрузки потребителей по состоянию на 2016, 2019, 2023 и 2028 гг. представлены по установленной тепловой мощности.

Таблица 3.4 - Перспективные балансы тепловой мощности

| Источник теплоснабжения | Основное оборудование котельной | Установленная тепловая мощность | Затраты тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды | Нагрузка потребителей | Тепловые потери в сетях | Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом потерь в тепловых сетях) | Дефициты (резервы) тепловой мощности источником тепла |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|
|
| **2020 год** | | | | | | | |
| Котельная №1 | Водогрейные котлы КВ–3,5–110ТШПм | 15,0 | 0,0381 | 5,2189 | 0,4016 | 5,621 | 9,3413 |
| Котельная №2 | Водогрейные котлы " КВ-В-3,5-115" | 16,4 | 0,0213 | 2,6385 | 0,0882 | 2,727 | 13,6521 |
| Котельная № 5 | Водогрейные котлы "Луга" | 4,2 |  |  |  | 0,000 | 4,2000 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | Водогрейные котлы «Вулкан» | 6,0 |  |  |  | 0,000 | 6,0000 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2021 – 2022 годы** | | | | | | | |
| Котельная №1 | Водогрейные котлы КВ–3,5–110ТШПм | 15 | 0,0381 | 5,2477 | 0,3728 | 5,621 | 9,3413 |
| Котельная №2 | Водогрейные котлы "КВ-В-3,5-115" | 16,4 | 0,0213 | 2,5453 | 0,1813 | 2,727 | 13,6521 |
| Котельная № 5 | Водогрейные котлы "Луга" | 4,2 |  |  |  |  | 4,2000 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» | Водогрейные котлы «Вулкан» | 6 |  |  |  |  | 6,0000 |
| **2023-2025** | | | | | | | |
| Котельная №1 | Водогрейные котлы КВ–3,5–110ТШПм | 15 | 0,0381 | 5,2477 | 0,3728 | 5,621 | 9,3413 |
| Котельная №2 | Водогрейные котлы "КВ-В-3,5-115" | 16,4 | 0,0213 | 2,5453 | 0,1813 | 4,727 | 13,6521 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | Водогрейные котлы «Вулкан» | 6,00 |  |  |  |  | 6,00 |

Таблица 3.5. Перспективные балансы тепловой нагрузки потребителей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Водогрейные котлы КВ–3,5–110ТШПм, "КВ-В-3,5-115" | Выработка тепловой энергии, Гкал | Собственные нужды котельной, Гкал | Отпущено тепловой энергии в сеть, Гкал | Потери тепловой энергии в сетях, Гкал | Полезный отпуск тепловой энергии всего, Гкал | в том числе: | | | |
| Бюджетные потребители | Население | Прочие потребители | Собственное потребление ЭСО |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2020 год** | | | | | | | | | |
| Котельная № 1 | 41 228,876 | 221,143 | 41 007,733 | 2 930,320 | 38 077,413 | 23 113,716 | 6 624,086 | 5 553,779 | 2 785,832 |
| Котельная № 2 | 9 523,281 | 73,901 | 9 449,380 | 305,535 | 9 143,845 | 6 120,983 | 1 715,377 | 891,448 | 416,036 |
| Котельная № 5 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| **2021 – 2023 годы** | | | | | | | | | |
| Котельная № 1 | 41 228,876 | 221,143 | 41 007,733 | 2 720,281 | 38 287,452 | 23 113,716 | 6 624,086 | 5 553,779 | 2 995,871 |
| Котельная № 2 | 9 523,281 | 73,901 | 9 449,380 | 628,346 | 8 821,034 | 6 120,983 | 1 715,377 | 891,448 | 93,225 |
| Котельная № 5 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| **2024 – 2025 годы** | | | | | | | | | |
| Котельная № 1 | 41 228,876 | 221,143 | 41 007,733 | 2 720,281 | 38 287,452 | 23 113,716 | 6 624,086 | 5 553,779 | 2 995,871 |
| Котельная № 2 | 9 523,281 | 73,901 | 9 449,380 | 628,346 | 8 821,034 | 6 120,983 | 1 715,377 | 891,448 | 93,225 |
| Котельная ОАО «Полярная ГРЭ» | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

**3.5 Балансы по установленной тепловой мощности энергоисточников**

Наибольший прирост тепловой нагрузки приходится на период с 2020 по 2025 гг. за счёт ввода перспективных нагрузок объектов. При этом, доля потребителей, обслуживаемых от Котельной №1, увеличивается с 40% в 2020 г. до 50% к 2025 г. (за счет присоединения потребителей выведенной из эксплуатации Котельной №5 и и Котельной «Полярная ГРЭ») относительно общей нагрузки, в то же время количество потребителей Котельной «Полярная ГРЭ, остается неизменным.

Энергоисточники поселения сохраняют значительный суммарный резерв располагаемой тепловой мощности, при этом его величина сокращается к 2028 году, как за счет присоединения перспективных потребителей, так и за счет вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

**4 РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

По территории поселка проложена водопроводная сеть, которая подает воду во все эксплуатируемые жилые и общественные здания от насосной станции второго подъема и котельные. Водопроводная сеть проложена наземным способом в деревянных коробах, совместно с сетью теплоснабжения.

Водоподготовка на источниках тепловой энергии в настоящее время отсутствует. Вода подается в резервуар воды емкостью 2000 м³, расположенный на территории насосной станции второго подъема. В резервуаре осуществляется осаждение взвешенных частиц и хлорирование воды. Осадок извлекается из резервуара в летний период.

Таблица 4.1 - Сведения о водопотреблении за 2020 год.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатель | Объем потребляемой воды, | |
| м3/год | м3/сут |
| ХГВС | ХГВС |
| **Забрано воды всего** | **432 230** | **1 181,0** |
| Потери в сетях | 71 180 | 194,5 |
| Полезный отпуск потребителям | 361 050 | 986,5 |
| в том числе: |  |  |
| Жители и социальные объекты | 116 721 | 318,9 |
| Реализация прочим потребителям | 244 329 | 667,6 |

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок не рассчитаны в виду их отсутствия на текущий момент.

При реализации мероприятий по реконструкции котельной при выборе производительности установок ХВО необходимо опираться на данные утечек из тепловой сети и норм потребления ГВС жилыми, общественными и административными объектами.

**5 РАЗДЕЛ 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи.

* определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления. Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей и перспективной застройки. Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде.
* предложения по строительству источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
* предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.
* обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.
* обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

Вся селитебная территория села обеспечена централизованным теплоснабжением, теплоснабжение отдельно стоящих производственных объектов осуществляется от локальных теплоисточников. Данные, характеризующие работу локальных источников, отсутствуют. Обеспеченность зданий центральным отоплением - 100%.

Условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления отсутствуют.

Оснований для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок нет, поскольку существующие источники тепловой энергии, как в настоящее время, так и в перспективе покрывают все нагрузки абонентов.

Оснований для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок также нет, поскольку они являются целесообразными при работе на природном газе, чего в долгосрочной перспективе не предвидится.

**5.1 Предложения по строительству и реконструкции источников тепловой энергии**

Существующая система теплоснабжения с. Хатанга – автономная и способна обеспечить потребителей тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения. Выработка тепловой энергии осуществляется на двух котельных. Суммарная подключенная нагрузка составляет 8,3472 Гкал/ч.

Анализируя фактическое состояние зданий котельных и установленного в них оборудования можно сделать вывод, что все они были построены в 70-80 годах и за период эксплуатации претерпели не один капитальный ремонт или модернизацию. Муниципальное унитарное предприятие «ЖКХ сельского поселения Хатанга» при поддержке муниципального района и края, начиная с 2008 года, выполнило комплекс работ, когда за счет вновь введенной в 2011 г. котельной №1 была выведена из эксплуатации котельная №4 (находящаяся в аварийном состоянии). В настоящий момент здание котельной №5 также находится в аварийном состоянии, степень износа котлоагрегатов – 65%.

В рамках развития системы теплоснабжения с. Хатанга предлагается котельную №1 оставить основным источником выработки тепловой энергии, а котельную№2 резервным источником.

В случае выхода из строя одной из котельных существует возможность переключения абонентов между ними за счёт имеющихся резервов тепловой мощности на источниках.

Для всех котельных рекомендуется приобрести и установить оборудование для очистки воды, используемой для хозяйственно-питьевых нужд населения, приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть. Кроме того, в котельной №1 необходимо заменить систему очистки дымовых газов.

Перспективный баланс тепловой мощности представлен в таблицах 3.4.

Данные по абонентам, переданным от источника «Котельная №5» источнику «Котельная №1» и от источника «Котельная №3» источнику «Котельная №2» на начало 2019 года, приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 - Данные по абонентам, переданным от источника «Котельная №5» источнику «Котельная №1»

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Население | | | | | | | |
| № п\п |  | Отапл. площадь | Кол-во проживающих | | Расход тепла, Гкал/час (среднегодовой) | | |
|  |  | м.кв. | человек | | всего | г.в. | отопление |
| Жилые дома | | | | | | | |
| 1 | Краснопеева 23 | 1082.7 | 49 |  | 0.12400 | 0.01633 | 0.10767 |
| 2 | Набережная 15 | 248.6 | 23 |  | 0.03238 | 0.00766 | 0.02472 |
| 3 | Полярная 30 | 429.8 | 24 |  | 0.05074 | 0.00800 | 0.04274 |
| 4 | Полярная 32 | 909.1 | 37 |  | 0.10273 | 0.01233 | 0.09040 |
| 5 | Полярная 37 | 823.1 | 38 |  | 0.09452 | 0.01267 | 0.08185 |
| 6 | Полярная 41 | 364.4 | 24 |  | 0.04424 | 0.00800 | 0.03624 |
| 7 | Советская 42 | 2136.7 | 100 |  | 0.24581 | 0.03333 | 0.21248 |
| 8 | Советская 44 | 316.8 | 12 |  | 0.0355 | 0.00400 | 0.03150 |
| 9 | Таймырская 45 | 1515.1 | 51 |  | 0.16767 | 0.01700 | 0.15067 |
| 10 | Таймырская 47 | 793.7 | 36 |  | 0.09093 | 0.01200 | 0.07893 |
| 11 | Таймырская 49 | 303,0 | 21 |  | 0.03713 | 0.00700 | 0.03013 |
|  | Итого | 8923,0 | 415 |  | 1,025 | 0,138 | 0,887 |

| Прочие потребители | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Отапл. площадь | отопление | г.в. | Расход тепла, Гкал/час (среднегодовой) | | |
|  |  | м.кв. | год | год | всего | г.в. | отопление |
| 12 | ФГКУ "31 отряд ФПС | 17.83 | 12.400 | 0 | 0.00166661 | 0 | 0.001667 |
| 13 | ЦДТ-гараж, Краснопеева,46 | 116.4 | 80.948 | 0 | 0.01088017 | 0 | 0.01088 |
| 14 | Д\С "Снежинка" Набережная 5 | 852.6 | 592.926 | 13.9986 | 0.08157595 | 0.001882 | 0.079694 |
| 15 | ОВД, гараж, Таймырская 42б | 36.64 | 25.481 | 0 | 0.00342482 | 0 | 0.003425 |
| 16 | Судебный департамент, гараж Краснопеева 23 | 18.5 | 12.866 | 0 | 0.00172924 | 0 | 0.001729 |
| 17 | ФГУП "Хатангская гидрографическое предприятие"Краснопеева 29 | 565.47 | 393.247 | 6.43 | 0.06149821 | 0.008642 | 0.052856 |
| 18 | ФГУП «Гидрографическое предприятие», гараж, Краснопеева 46 | 162.7 | 113.147 | 0 | 0.01520793 |  | 0.015208 |
| 19 | ИП Гарабажиу Л.В. "Перекресток", Советская 52 | 35.89 | 24.959 | 0 | 0.00335472 |  | 0.003355 |
| 20 | ООО "ТАН" М. "Лютик" Советская 39 | 91.1 | 63.354 | 2.98 | 0.00891586 | 0.000401 | 0.008515 |
| 21 | ЗАО "ХМТП" | 860.7 | 598.559 | 4.11 | 0.08100396 | 0.000552 | 0.080452 |
| 22 | ИП. Тактаев С.М. маг. "Маяк" Краснопеева 35 | 29.2 | 20.307 | 1.48 | 0.00292831 | 0.000199 | 0.002729 |
| 23 | ИП Назарова Н.В. кафе Набережная | 3 | 2.086 | 7.15 | 0.00124144 | 0.000961 | 0.00028 |
| 24 | ИП Двинянинова м. "Доргоон", Советская 43 | 81.1 | 56.400 | 3.43 | 0.00804162 | 0.000461 | 0.007581 |
| 25 | ООО «Горняк» Таймырская 35 г, маг. | 40.12 | 27.901 | 0.75 | 0.00385091 | 0.000101 | 0.00375 |
| 26 | ЗАО "Горняк" м. Таймыр,Советская 44 | 22.3 | 15.508 | 1.38 | 0.00226991 | 0.000185 | 0.002084 |
|  | итого | 2933,55 | 2 039,64 | 41,71 | 0.29 | 0.01 | 0.275 |
|  | Всего | 11 856,55 |  |  | 1.315 | 0.148 | 1.162 |

Таблица 5.2 - Данные по абонентам, переданным от источника «Котельная №3» источнику «Котельная №2»

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Население | | | | | | | |
| № п\п |  | Отапл. площадь | Кол-во проживающих | | Расход тепла, Гкал/час (среднегодовой) | | |
|  |  | м.кв. | человек | | всего | г.в. | отопление |
| Жилые дома | | | | | | | |
| 1 | Краснопеева,7 | 813,0 | 40 |  | 0.09418 | 0.01333 | 0.08085 |
| 2 | Полярная,10 | 93.1 | 4 |  | 0.01060 | 0.00134 | 0.00926 |
| 3 | Советская,17 | 2350.9 | 106 |  | 0.26911 | 0.03533 | 0.23378 |
| 4 | Таймырская,17 | 491.6 | 10 |  | 0.05322 | 0.00433 | 0.04889 |
| 5 | Таймырская,21а | 485.7 | 25 |  | 0.05663 | 0.00833 | 0.04830 |
| **итого** |  | **4 234,3** | **185** |  | **0,48** | **0.06** | **0,42** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Прочие потребители | | | | | | | |
|  |  | Отапл. площадь | отопление | г.в. | Расход тепла, Гкал/час (среднегодовой) | | |
|  |  | м.кв. | год | год | всего | г.в. | отопление |
| 6 | Д/с «Солнышко» Полярная,12 | 861.922 | 599.4 | 13.9986 | 0.082447297 | 0.0018815 | 0.080565765 |
| 7 | ОВД Советская,14 | 639.89 | 445.0 | 3.939 | 0.060341376 | 0.0005294 | 0.05981194 |
| 8 | Банк "Енисей", Советская 14 | 195.6 | 136.0 | 7.94 | 0.019350371 | 0.0010672 | 0.018283167 |
| итого |  | 1 697,41 | 1 180,4 | 25,8776 | 0.16 | 0.00 | 0.16 |
| Всего |  | 5 931,71 |  |  | 0,64 | 0.06 | 0,58 |

**5.2 Предложения по строительству и реконструкции источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Оснований для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок нет, поскольку существующие источники тепловой энергии, как в настоящее время, так и в перспективе покрывают все нагрузки абонентов.

Оснований для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок нет.

**5.3 Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия**

Предложений по реконструкции котельных для увеличения зоны их действия нет. Котельные №1 и №2 обладают необходимым резервом по установленной мощности и присоединённой нагрузке.

**5.4 Предложение по выводу в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных**

Произведен отказ от эксплуатации котельной «Полярная ГРЭ» и котельной №5 их вывели на консервацию, в пользу котельных №2 и №1.

В случае выхода из строя одной из котельных существует возможность переключения абонентов между ними за счёт имеющихся резервов тепловой мощности на источниках, для этого необходима перекладка участков тепловой сети (см. таблицу 6.1).

**5.5 Графики отпуска тепла для энергоисточников с. Хатанга**

Проектные температурные графики для энергоисточников с. Хатанга рекомендуются в соответствии с таблицей 5.3.

Таблица 5.3 Температуры теплоносителя для энергоисточников с. Хатанга

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Источник тепловой энергии | Температура теплоносителя в подающей тепломагистрали, принятая для проектирования тепловых сетей, °С | Δt, при tн.в. = -49°С |
| ОАО "Полярная ГРЭ" | 70/60 | 10 |
| Котельная №1 | 70/60 | 10 |
| Котельная №2 | 70/60 | 10 |
| Котельная №5 | 70/60 | 10 |

**6 РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ**

**6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки**

Зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности отсутствуют.

**6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Вся селитебная территория села обеспечена централизованным теплоснабжением, теплоснабжение отдельно стоящих производственных объектов осуществляется от локальных теплоисточников. Данные, характеризующие работу локальных источников, отсутствуют.

Централизованное теплоснабжение осуществляет организация – ООО «Энергия».

Водяные тепловые сети в с. Хатанга выполнены двухтрубными, циркуляционными, подающими одновременно тепло на отопление и горячее водоснабжение. Тепловые сети котельной «Полярная ГРЭ» также выполнены двухтрубными, циркуляционными. Горячее водоснабжение осуществляется по отдельному трубопроводу, проложенному в одном коробе с сетью теплоснабжения. Обеспеченность зданий центральным отоплением - 100%. Износ тепловых сетей составляет свыше 60 %.

Требуется реконструкция и замена существующих тепловых сетей, имеющих высокий уровень износа.

В районах перспективной застройки необходимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки осуществляется по факту возведения сооружений.

**6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения**

Существующие тепловые сети от четырёх котельных ООО «Энергия» имеют в своём наличии резервные перемычки на случай аварийных ситуаций. Рекомендуется проверять их работоспособность каждый год во время плановых работ по гидравлическим испытаниям.

Для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения выполнен гидравлический расчёт тепловых сетей с. Хатанга. В виду объединения абонентов от котельных №1 и 5 и котельных №2 и 3 выполнен гидравлический расчёт сетей, который представлен в приложении 1-2 Книги 2. Гидравлический расчёт сетей котельной «Полярная ГРЭ» с учетом подключенной нагрузки МУЗ ТРБ №1 представлен в приложении 3 Книги 2.

При проведении наладочного гидравлического расчёта были выявлены участки как с заниженными, так и с завышенными диаметрами трубопровода. В целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям, от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения, рекомендуется увеличить диаметры участков тепловой сети, выявленные в процессе наладочного гидравлического расчета тепловой сети. Параметры работы котельных до и после перекладки сетей представлены в приложении 4 Книги 2.

Предложения по перекладке тепловых сетей, согласно гидравлическому расчету представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Участки тепловой сети, рекомендуемые к замене

| **Номер источника** | **Наименование начала участка** | **Наименование конца участка** | **Длина участка, м** | **Внутpенний диаметp подающего тpубопpовода, м** | **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | **Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м** | **Цена прокладки, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Сети котельной №1** | | | | | | | |
| 1 | У 1.1 | У 1.22 | 30.7 | 0.2 | 183.0661 | 0.25 | 444.9 |
| 1 | У 1.2 | ХСШИ (Учебный корпус) | 19.3 | 0.08 | 17.0001 | 0.1 | 137.9 |
| 1 | У 1.3 | РСГ Электроцех | 40.1 | 0.04 | 2.6667 | 0.05 | 286.5 |
| 1 | У 1.20 | Охотинспекция, ветстанция | 49.6 | 0.05 | 4.6667 | 0.07 | 354.4 |
| 1 | У 5.22 | Насосная 2-го подьема | 43.5 | 0.05 | 5.3333 | 0.07 | 310.8 |
| 1 | Котельная №1 | У 1.1 | 36.7 | 0.25 | 361.0604 | 0.3 | 673.3 |
| 1 | У 1.50 | Гараж "ГП КК КрасАвиа" | 31.5 | 0.05 | 10 | 0.07 | 225.1 |
| Сети котельной "Полярная ГРЭ" | | | | | | | |
| 6 | Уу 6.2 | ТК 6 | 63 | 0.1 | 54.1163 | 0.2 | 484.9 |
| 6 | Уу 6.2 | ЦРБ | 100 | 0.1 | 35.2203 | 0.15 | 769.7 |
| 6 | Уу 6.2 | Жилой дом | 5 | 0.1 | 18.896 | 0.125 | 38.5 |
| 6 | ТК 5 | Уу 6.3 | 30 | 0.1 | 22.752 | 0.125 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.5 | Жилой дом | 5 | 0.05 | 8.7 | 0.08 | 35.7 |
| 6 | Уу 6.1 | Уу 6.15 | 78 | 0.1 | 36.72 | 0.15 | 600.3 |
| 6 | Уу 6.18 | Арочный гараж | 5 | 0.1 | 20.84 | 0.125 | 38.5 |
| 6 | Уу 6.17 | Уу 6.18 | 3 | 0.1 | 22.72 | 0.125 | 23.1 |
| 6 | Уу 6.15 | Уу 6.17 | 160.2 | 0.1 | 24.72 | 0.125 | 1233.0 |
| 6 | ТК 3 | Уу 6.16 | 10 | 0.2 | 110.7043 | 0.25 | 144.9 |
| 6 | Уу 6.16 | ТК 2 | 10 | 0.2 | 111.4403 | 0.25 | 144.9 |
| 6 | ТК 2 | ТК 1 | 77 | 0.2 | 123.0203 | 0.25 | 1115.8 |
| 6 | ТК 1 | Уу 6.1 | 100 | 0.2 | 139.4603 | 0.25 | 1449.1 |
| 6 | Полярная ГРЭ | Уу 6.1 | 15.4 | 0.2 | 176.1803 | 0.25 | 223.2 |

**6.4 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Предложенные сценарии развития системы теплоснабжения предусматривают замену тепловых сетей, выработавших свой ресурс, в рамках планово-предупредительных ремонтов.

В с. Хатанга проводятся ежегодные работы по замене тепловых сетей.

От общей протяженности сетей замене подлежат ещё 26% трубопроводов.

Предложения по перекладке тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного периода представлены в таблице 6.3 и 6.4

Затрат на перекладку тепловых сетей по годам, отраженных в таблицах 6.3 и 6.4 представлены в таблице 8.1.

Таблица 6.3 – Участки тепловой сети, рекомендуемые к замене в 2021 г.

| **Номер источника** | **Наименование начала участка** | **Наименование конца участка** | **Длина участка, м** | **Внутpенний диаметp подающего тpубопpовода, м** | **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | **Год капитального ремонта** | **Цена прокладки, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | У 1.40 | Д/с "Снежинка" | 50.3 | 0.08 | 5.3472 | 1995 | 359.4 |
| 1 | У 1.23 | Жилой дом | 55.8 | 0.08 | 3.2718 | 1995 | 398.7 |
| 1 | У 1.2 | ХСШИ (Учебный корпус) | 19.3 | 0.08 | 17.0001 | 1995 | 137.9 |
| 1 | У 1.13 | У 1.18 | 33.6 | 0.05 | 2.1641 | 1995 | 240.1 |
| 1 | У 1.14 | У 1.16 | 17 | 0.15 | 6.5507 | 1995 | 194.2 |
| 1 | У 1.20 | Охотинспекция, ветстанция | 49.6 | 0.05 | 4.6667 | 1995 | 354.4 |
| 1 | У 1.10 | У 1.20 | 23 | 0.08 | 5.4887 | 1995 | 164.3 |
| 1 | У 5.2 | У 5.1 | 34.7 | 0.2 | 3.0419 | 1995 | 502.8 |
| 1 | У 5.3 | У 5.2 | 39.8 | 0.2 | 33.7461 | 1995 | 576.7 |
| 1 | У 5.6 | У 5.5 | 9.7 | 0.2 | 53.6805 | 1995 | 140.6 |
| 1 | У 5.7 | У 5.6 | 13.4 | 0.2 | 64.1069 | 1995 | 194.2 |
| 1 | У 5.8 | У 5.7 | 22.9 | 0.2 | 64.3306 | 1995 | 331.8 |
| 1 | У 5.9 | У 5.8 | 43.2 | 0.2 | 71.9893 | 1995 | 626.0 |
| 1 | У 5.10 | У 5.9 | 42.9 | 0.2 | 75.3226 | 1995 | 621.6 |
| 1 | У 5.22 | Насосная 2-го подьема | 43.5 | 0.05 | 5.3333 | 1995 | 310.8 |
| 1 | У 5.1 | У 5.15 | 24.8 | 0.08 | 3.0419 | 1995 | 177.2 |
| 1 | Котельная №1 | У 1.1 | 36.7 | 0.25 | 361.0604 | 1995 | 673.3 |
| 1 | У 1.44 | У 1.45 | 45.2 | 0.15 | 20.6667 | 1995 | 516.3 |
| 1 | У 1.45 | У 1.46 | 56.5 | 0.15 | 14 | 1995 | 645.3 |
| 1 | У 1.47 | У 1.48 | 5.6 | 0.1 | 0.9333 | 1995 | 43.1 |
| 1 | У 1.49 | У 1.50 | 48.6 | 0.15 | 30.3333 | 1995 | 555.1 |
| 1 | У 1.50 | У 1.60 | 25.9 | 0.15 | 20.3333 | 1995 | 295.8 |
| 1 | У 1.60 | Дежурная смена ССТ | 33 | 0.05 | 0.3333 | 1995 | 235.8 |
| 1 | У 1.62 | Аэровокзал | 23.6 | 0.1 | 7 | 1995 | 181.6 |
| 2 | У 2.4 | У 2.11 | 21.2 | 0.15 | 20.5289 | 1995 | 242.1 |
| 2 | У 3.2 | У 3.23 | 8.1 | 0.1 | 2.4872 | 1995 | 62.3 |
| 2 | У 3.14 | Жилой дом | 56.3 | 0.08 | 2.5617 | 1995 | 402.3 |
| 2 | У 2.12 | У 2.13 | 30.4 | 0.25 | 135.866 | 1995 | 557.7 |
| 2 | У 2.14 | У 2.15 | 12.8 | 0.1 | 13.2899 | 1995 | 98.5 |
| 2 | У 2.5 | У 2.10 | 25.1 | 0.1 | 20.0947 | 1995 | 193.2 |
| 2 | У 2.3 | У 2.12 | 44.6 | 0.25 | 136.1917 | 1995 | 818.2 |
| 6 | ТК 6 | Уу 6.14 | 32 | 0.2 | 56.1163 | 1979 | 463.7 |
| 6 | ТК 1 | Уу 6.10 | 15 | 0.1 | 16.44 | 1995 | 115.5 |
| 6 | Полярная ГРЭ | Уу 6.1 | 15.4 | 0.2 | 176.1803 | 1995 | 223.2 |
| 6 | ТК 4 | Уу 6.6 | 30 | 0.1 | 11.72 | 1999 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.6 | Детский сад | 37 | 0.1 | 3 | 1999 | 284.8 |

Таблица 6.4 – Участки тепловой сети, рекомендуемые к замене в 2022-2023 г.

| **Номер источника** | **Наименование начала участка** | **Наименование конца участка** | **Длина участка, м** | **Внутpенний диаметp подающего тpубопpовода, м** | **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | **Год капитального ремонта** | **Цена прокладки, тыс. руб.** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | У 1.1 | У 1.22 | 30.7 | 0.2 | 183.0661 | 2008 | 444.9 |
| 1 | У 1.41 | У 1.42 | 83.2 | 0.08 | 4.3311 | 2008 | 594.5 |
| 1 | У 1.39 | У 1.41 | 24.9 | 0.15 | 12.9549 | 2008 | 284.4 |
| 1 | У 1.22 | У 1.23 | 24.4 | 0.2 | 5.1491 | 2008 | 353.6 |
| 1 | У 5.10 | У 5.14 | 99.9 | 0.08 | 10.1207 | 2008 | 713.8 |
| 1 | У 1.14 | У 1.15 | 72.8 | 0.2 | 0.5915 | 2009 | 1054.9 |
| 1 | У 1.13 | У 1.14 | 5.1 | 0.25 | 7.1422 | 2009 | 93.6 |
| 1 | У 1.12 | У 1.13 | 12.9 | 0.25 | 9.3063 | 2009 | 236.7 |
| 1 | У 1.11 | У 1.12 | 36.7 | 0.25 | 10.0053 | 2009 | 673.3 |
| 1 | У 1.10 | У 1.11 | 44.3 | 0.25 | 10.7568 | 2009 | 812.7 |
| 1 | У 1.9 | У 1.10 | 72.7 | 0.25 | 16.2455 | 2009 | 1333.7 |
| 1 | У 1.63 | Жилой дом | 71 | 0.1 | 7.4402 | 2009 | 546.5 |
| 1 | У 1.5 | У 1.6 | 48.2 | 0.25 | 139.9898 | 2009 | 884.3 |
| 1 | У 1.6 | У 1.7 | 102.3 | 0.25 | 29.6393 | 2009 | 1876.8 |
| 1 | У 1.7 | У 1.8 | 15.6 | 0.25 | 26.306 | 2009 | 286.2 |
| 1 | У 1.8 | У 1.9 | 40.5 | 0.25 | 19.6328 | 2009 | 743.0 |
| 2 | У 2.17 | У 3.7 | 50 | 0.2 | 105.0875 | 2001 | 724.5 |
| 2 | У 3.24 | У 3.25 | 104.5 | 0.1 | 13.6142 | 2006 | 804.3 |
| 2 | У 2.2 | Хатангская средняя школа №1 | 60.8 | 0.15 | 32.4766 | 2006 | 694.4 |
| 2 | У 2.1 | У 2.2 | 36 | 0.25 | 226.3528 | 2006 | 660.4 |
| 2 | У 3.9 | Жилой дом | 79.3 | 0.08 | 7.4926 | 2007 | 566.6 |
| 2 | У 2.4 | У 2.5 | 91 | 0.15 | 34.9143 | 2008 | 1039.4 |
| 2 | У 3.20 | Жилой дом | 54.8 | 0.15 | 8.0836 | 2009 | 625.9 |
| 2 | У 3.3 | У 3.18 | 62.7 | 0.15 | 26.8686 | 2009 | 716.1 |
| 2 | У 3.7 | Заповедник "Таймырский" | 149.8 | 0.07 | 2.4173 | 2009 | 1070.4 |
| 6 | ТК 2 | Уу 6.8 | 30 | 0.1 | 11.58 | 2003 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.9 | Жилой дом | 60 | 0.1 | 3.888 | 2003 | 461.8 |
| 6 | Уу 6.8 | Уу 6.9 | 80 | 0.1 | 7.804 | 2003 | 615.7 |
| 6 | Уу 6.10 | Уу 6.11 | 20 | 0.1 | 15.64 | 2004 | 153.9 |
| 6 | Уу 6.11 | Уу 6.12 | 20 | 0.1 | 14.44 | 2004 | 153.9 |
| 6 | ТК 3 | Уу 6.7 | 30 | 0.1 | 12.3 | 2005 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.7 | Жилой дом | 90 | 0.1 | 3.744 | 2005 | 692.7 |
| 6 | Уу 6.12 | Уу 6.13 | 30 | 0.1 | 5.24 | 2007 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.13 | Административное здание | 45 | 0.1 | 3.4 | 2007 | 346.4 |
| 6 | ТК 5 | Уу 6.3 | 30 | 0.1 | 22.752 | 2008 | 230.9 |
| 6 | Уу 6.4 | Уу 6.5 | 111 | 0.1 | 9.372 | 2008 | 854.3 |
| 6 | Уу 6.3 | Уу 6.4 | 61 | 0.1 | 14.012 | 2008 | 469.5 |
| 6 | Уу 6.15 | Уу 6.17 | 160.2 | 0.1 | 24.72 | 2009 | 1233.0 |

**6.5 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций**

Водозабор осуществляется из реки Хатанга, протекающей по северной границе села.

Поверхностный водозабор состоит из плавучей насосной станции, насосное оборудование установлено в трюме списанной сухогрузной баржи СБ502 грузоподъемностью 500 тонн, постройки 1954 года. В 1985 году после вывода из эксплуатации баржа была переоборудована под насосную станцию первого подъема. Списанная баржа СБ502 размещена в 35 метрах от уреза воды на якорях и на ней установлены насосные агрегаты. На барже установлено два дизельных насоса и три электронасоса. Производительность насосов составляет: дизельные – по 180 м³/час каждый, электронасосы – 180, 100 и 90 м³/час. Общая производительность водозаборных сооружений составляет 2 422,5 м³/сут.

Вода от насосной станции первого подъема подается по стальному трубопроводу в двухтрубном исполнении диаметром 150 мм каждый, в резервуар для хранения воды емкостью 2000 м³, расположенный на территории насосной станции второго подъема. В резервуаре осуществляется осаждение взвешенных частиц и хлорирование воды. Осадок извлекается из резервуара в летний период.

Для приведения качественного состава воды к нормам воды хозяйтвенно-питьевого назначения (норматив СанПиН 2.1.4.1074-01) требуется строительство станции 2-го подъёма с комплексом очистке и обеззараживания холодной воды для с. Хатанга.

**7 РАЗДЕЛ 6. Перспективные топливные балансы**

**7.1 Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии**

Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах с. Хатанга, представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии, расположенного в границах с. Хатанга

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование источника теплоснабжения | Нагрузка источника (с учетом потерь мощности в сетях), Гкал/ч | Отпуск тепловой энергии от источника, Гкал | Годовой расход топлива, т.у.т. |
| **2020 год** | | | |
| Котельная №1 | 5,621 | 41 007,73 | 11 100,58 |
| Котельная №2 | 2,727 | 9 449,38 | 2 646,24 |
| Котельная №5 | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| Котельная «Полярная ГРЭ» | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| **2021-2023** | | | |
| Котельная №1 | 5,621 | 41 007,73 | 11 100,58 |
| Котельная №2 | 2,727 | 9 449,38 | 2 646,24 |
| Котельная №5 | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| **2024-2025** | | | |
| Котельная №1 | 5,621 | 41 007,73 | 11 100,58 |
| Котельная №2 | 2,727 | 9 449,38 | 2 646,24 |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | 0,000 | 0,00 | 0,00 |

Расход топлива в таблице 7.1 за 2022 год рассчитан исходя из фактических данных за 2020 год. Общий расход топлива по котельным за 2020 год составил 32966 тонн, для перевода в условное топливо использовался коэффициент перевода 0,417, согласно протоколам испытания проб угля.

**7.2 Расчётные запасы резервного топлива.**

Месторождение бурого угля находится в 11 км от с. Хатанги. На котельных с. Хатанга резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

**8 РАЗДЕЛ 7. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ**

**8.1 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

*Прибыль*. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

*Амортизационные фонды*. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

В современной отечественной практике амортизация не играет существенной роли в техническом перевооружении. Наличие этого фонда не означает наличия оборотных средств, прежде всего денежных, которые могут быть инвестированы в новое оборудование и новые технологии.

Государственная поддержка в части тарифного регулирования позволяет включить в инвестиционные программы теплоснабжающих организаций проекты строительства и реконструкции теплоэнергетических объектов, при этом соответствующее тарифное регулирование должно обеспечиваться на всех трех уровнях регулирования: федеральном, уровне субъекта Российской Федерации и на местном уровне.

Модернизация системы теплоснабжения должна производиться с привлечением средств из Федерального и местного бюджета, а также с привлечением долгосрочных кредитов.

**8.2 Расчеты эффективности инвестиций**

В результате реализации программы по модернизации котельных и тепловых сетей в с. Хатанга потребители будут обеспечены качественными услугами теплоснабжения.

Показателями производственной эффективности в рамках разработки схемы теплоснабжения являются снижение объемов потерь тепловой энергии, экономия материальных и трудовых ресурсов, усовершенствование технологии, улучшение качества предоставляемых услуг, внедрение современных технологий.

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство и реконструкцию.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Группа мероприятий | Затраты, тыс. руб. | | | | | | | | | |
| 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **Техническое**  **перевооружение котельных** | **6200** | **10000** | **15700** |  |  | **6800** | **11000** | **10000** |  | **6880** |
| *Котельная №1* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Замена системы очистки газов (циклонов) |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 2480 |
| Закупка и внедрение системы диспетчеризации котлов (верхний уровень) |  |  |  |  |  |  |  | 1000 |  |  |
| Режимная наладка котлов (4 шт.) |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 4400 |
| Замена системы очистки  дымовых газов после котлоагрегатов (разработка проекта, закупка оборудования, монтаж циклонов) | 2000 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| *Котельная №2* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Монтажные и  пусконаладочные работы | 2700 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Режимная наладка котлов (4 шт.) |  |  |  |  |  | 4400 |  |  |  |  |
| Приобретение и монтаж установки подготовки теплоносителя для системы теплоснабжения (деаэратор-дешламатор) |  |  |  |  |  |  | 2400 |  |  |  |
| Монтаж топливоподготовки для котельных |  |  |  |  |  |  |  | 10000 | 10000 |  |
| *Котельная (ОАО «Полярная*  *ГРЭ»)* |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Разработка проекта по  модернизации теплоисточника и замене котельного оборудования | 1500 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Закупка котельного  оборудования (котельных установок, вспомогательного оборудования) |  | 10000 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведение реконструкции  (строительство) котельной с одновременной заменой котельных установок и вспомогательного оборудования, пусконаладочные работы |  |  | 15700 |  |  |  |  |  |  |  |
| **Приобретение и установка оборудования для очистки воды, используемой для хозяйственно-питьевых нужд населения и производственных нужд** |  | 36000 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная №1 |  | 12000 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная №2 |  | 12000 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная (ОАО «Полярная  ГРЭ») |  | 12000 |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Группа мероприятий | Затраты, тыс. руб | | | | | | | | | |
| 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| **Приобретение и установка**  **приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть** | 800 | 400 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная №1 | 400 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная №2 | 400 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Котельная (ОАО «Полярная  ГРЭ») |  | 400 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **ВСЕГО по энергоисточниками** | **7000** | **46400** | **15700** |  |  |  |  |  |  |  |
| **Реконструкция**  **трубопроводов тепловых сетей** | 20255.7 | 19760.5 | 12945.9 | 16076.5 | 28022.2 |  |  |  |  |  |
| Сети котельных №№ 1,2,3,5 | 13723.3 | 19760.5 | 12273.5 | 14871.4 | 22117.2 |  |  |  |  |  |
| Сети котельной (ОАО «Полярная ГРЭ») | 6532.4 |  | 672.4 | 1205.1 | 5904.9 |  |  |  |  |  |
| **ВСЕГО по тепловым**  **сетям** | **20255.7** | **19760.5** | **12945.9** | **16076.5** | **28022.2** | **6800** | **11000** | **10000** |  | **6880** |
| **ВСЕГО** | **27255.7** | **66160.5** | **28645.9** | **16076.5** | **28022.2** | **6800** | **11000** | **10000** |  | **6880** |

Стоимость мероприятий по реконструкции и новому строительству трубопроводов тепловых сетей принята в соответствии со стоимостью строительства, приведенной в государственных сметных нормативах НЦС 81-02-12 "Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012".

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению котельных, приобретению и установке оборудования для очистки воды, приобретению и установке приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть принята в соответствии со средней стоимостью оборудования и работ по наладке и установке в данном регионе.

Сводная стоимость мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 8.2.

Таблица 8.2 - Сводная стоимость мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии по годам с учетом индексов МЭР

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы | 2015 | 2016 | 2017 | 2019 | 2020-2023 | 2024-2025 |
| Котельная № 1 | | | | | | |
| Стоимость мероприятий в ценах 2013 г., тыс. руб. | 16123.3 | 31760.5 | 12273.5 | 14871.4 | 22117.2 |  |
| Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. | 18122.6 | 37255.1 | 14863.2 | 18157.9 | 30831.4 |  |
| Котельная №2 | | | | | | |
| Стоимость мероприятий в ценах 2013 г., тыс. руб. | 3100 | 12000 |  |  |  |  |
| Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. | 3484.4 | 14076 |  |  |  |  |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | | | | | | |
| Стоимость мероприятий в ценах 2013 г., тыс. руб. | 8032.4 | 22400 | 16372.4 | 1205.1 | 5905 |  |
| Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. | 9028.4 | 26275.2 | 19827 | 1471.5 | 8231.5 |  |

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии составит 201624.2 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения с. Хатанга подбирается в прогнозируемых ценах.

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет бюджетных средств всех уровней и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. При этом возмещение средств затраченных на реализацию проекта осуществляется за счёт экономии от энергосберегающих мероприятий (например, увеличение КПД котлоагрегатов, уменьшение тепловых потерь при реконструкции тепловых сетей, и т.д.) и надбавки к тарифу в соответствии со сценариями.

Предлагается рассмотреть 3 варианта инвестиционной надбавки к тарифу:

1. 20% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе;
2. 60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе;
3. 100% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

• Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

• Индекс рентабельности инвестиций PI;

•Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих периодов в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

1. с 2015 по 2017 показатели определены согласно «Изменению цен (тарифов) на продукцию (услуги) компаний инфраструктурного сектора до 2017 года (в %, в среднем за год к предыдущему году)»  «Сценарных условий, основных параметров прогноза социально–экономического развития российской федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов» Минэконом развития РФ, <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/201405207>. Таблица «Прогноз роста цен (тарифов) на товары (услуги) инфраструктурных компаний» Раздела 7 (страница 33).

2. с 2018 по 2028 показатели определены согласно «долгосрочного прогноза индексов-дефляторов и инфляции до 2030 года (в %, за год к предыдущему году)\* вариант INN-2» Письма Министерства Экономического Развития Российской Федерации N 21790-АКД03 от 05.10.2011 «Временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития РФ до 2030 года», <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20111006_05>.

Шаг расчета – 1 год. Количество часов работы в отопительный период с учетом коэффициента используемой подключенной мощности составляет 7272 часов. Количество часов работы в летний период с учетом коэффициента используемой подключенной нагрузки составляет 528 часов.

*Прирост теплопотребления*

Данные прогноза прироста теплопотребления по годам нарастающим итогом приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3 - Прирост теплопотребления по годам

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Годы** | **2019** | **2020** | **2021-2022** | **2023-2025** |
| Котельная №1 | | | | |
| Прогноз прироста теплопотребления по годам | 0,4514 | 1,9863 | 0,0288 | 0 |
| Прогноз прироста теплопотребления | 3,2326 | 5,2189 | 5,2477 | 5,2477 |
| (нарастающим итогом) |
| Котельная №2 | | | | |
| Прогноз прироста теплопотребления по годам | 0,3846 | -0,2365 | -0,0931 | 0,0000 |
| Прогноз прироста теплопотребления | 2,875 | 2,6385 | 2,5453 | 2,5453 |
| (нарастающим итогом) |
| Котельная № 5 | | | | |
| Прогноз прироста теплопотребления по годам | -0,412 | -1,3726 | 0 | 0 |
| Прогноз прироста теплопотребления | 1,3726 | 0,0000 | 0,0000 | 0 |
| (нарастающим итогом) |
| Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ») | | | | |
| Прогноз прироста теплопотребления по годам | -0,033 | -1,0632 | 0 | 0 |
| Прогноз прироста теплопотребления | 1,0632 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| (нарастающим итогом) |

*Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии*

Калькуляция стоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2014 г. представлена в таблице 8.4. Данные взяты из источников раскрытия информации «Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат» для каждого предприятия.

Таблица 8.4 - Калькуляция стоимости 1 Гкал тепловой энергии

| **Наименование статьи затрат** | **В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб., в ценах 2020 г,** | **То же, в %** |
| --- | --- | --- |
| **Котельная №1** | | |
| 1 Расходы на топливо | 4210,06 | 49,94% |
| 2 Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) | 0,00 | 0,00% |
| 3 Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе | 1258,70 | 14,93% |
| 4 Расходы на воду, потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе | 4,00 | 0,05% |
| 5 Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе | 451,82 | 5,36% |
| 6 Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала | 1395,76 | 16,56% |
| 7 Прочие расходы | 1109,28 | 13,16% |
| 8 Итого расходов | 8429,63 | 100,00% |
| **Котельная №2** | | |
| 1 Расходы на топливо | 6419,76 | 46,14% |
| 2 Расходы на покупаемую тепловую энергию | 0,00 | 0,00% |
| 3 Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе | 1532,32 | 11,01% |
| 4 Расходы на воду, потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе | 4,49 | 0,03% |
| 5 Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе | 618,28 | 4,44% |
| 6 Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала | 1612,45 | 11,59% |
| 7 Прочие расходы | 3725,63 | 26,78% |
| 8 Итого расходов | 13912,92 | 100,00% |

*Индексы-дефляторы МЭР*

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Индексы-дефляторы МЭР

| Показатель | Значение показателя по годам расчетного периода | | | | | | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Строительство | 106,0 | 105,2 | 105,0 | 105,1 | 105,1 | 105,0 | 104,9 | 104,7 | 104,6 | 104,6 | 104,6 | 104,6 | 104,6 | 104,7 |
| Производство, передача и распределение электро-энергии, газа, пара и горячей воды | 107,0 | 104,7 | 106,1 | 104,2 | 104,0 | 104,0 | 103,9 | 103,9 | 104,0 | 104,0 | 103,9 | 103,9 | 103,9 | 103,9 |
| Добыча полезных ископаемых: угольная и торфяная | 115,1 | 125,8 | 105,1 | 102,3 | 102,7 | 103,6 | 103,8 | 104,2 | 104,0 | 103,8 | 103,8 | 103,6 | 103,7 | 103,8 |

Анализ эффективности инвестиций в проекте выполнен на основании сравнения различных инвестиционных надбавок к тарифу.

Алгоритм расчётов:

1. Определяются тарифы на тепловую энергию и топливо на последующие годы реализации схемы теплоснабжения (до 2028 года) относительно индексов-дефляторов МЭР (см. таблицу 8.5) и существующего тарифа за 2015 год (см. таблицу 8.6).
2. Определяются капитальные затраты на реконструкцию сетей (по гидравлическому расчёту и времени прокладки сетей) и техническое перевооружение котельной.
3. Определяется величина надбавки к тарифу при различных вариантах финансирования мероприятия (см. таблицу 8.7, 8.12, 8.17). Предлагается несколько сценариев чтобы подобрать с помощью анализа эффективности инвестиций наиболее приемлемый вариант как для потребителя тепловой энергии, так и для ресурсоснабжающей организации.

Определяется при каком ежегодном повышении тарифа общая сумма надбавок за 15 лет в соответствии с тепловым балансом будет равна 100%, 60% и 20% от затрат на реализацию мероприятий.

1. Согласно полученным от заказчика энергетическим паспортам при реализации энергосберегаюших мероприятий по перекладке всех тепловых сетей экономия составит 3,5%. В виду отсутствия счётчиков тепловой энергии у всех потребителей фактические тепловые потери не оценить. Расчёт можно провести только по нормативному методу, поэтому экономию 3,5% в расчёте прибыли от реализации мероприятий не учитывалась. При переключении абонентов котельной №5 к котельной №1 экономия топлива за счёт увеличения КПД котлоагрегатов составит 1437 тонн (бурый уголь), что эквивалентно 4.33% от общего потребления топлива в год. Вводим поправку на эту экономию в количестве 30 %. К расчёту принимаем начальную экономию в 2015 году 3,04%.

Экономия денежных средств от реализации мероприятий по котельной №2 отсутствует.

Для котельной ОАО «Полярная ГРЭ» экономия за счёт реконструкции котельной и тепловых сетей принята 15 %.

1. Согласно топливному балансу и раскрытию информации в соответствии с рассчитанными тарифами на топливо (см. таблицу 8.6) рассчитана экономия от реализации мероприятий в денежном эквиваленте (см. таблицу 8.8, 8.13, 8.18 п. 1.2).
2. Схемой теплоснабжения предлагается 3 варианта финансирования мероприятий. В таблицах 8.8, 8.13, 8.18 представлены расчёты затрат и прибыли от реализации мероприятий до 2028 года по каждой котельной.
3. Расчёт NPV для котельных представлен в таблицах 8.9, 8.14, 8.19.

NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}

где *CFt* – денежный поток через *t* лет (*t* = 1, 2, ..N);

*i* – ставка дисконтирования (принята равной ставке рефинансирования ЦБ РФ в размере 8,25%).

1. Расчёт индекса рентабельности представлен в таблицах 8.10, 8.15, 8.20.

Индекс рентабельности инвестиций рассчитывается как отношение суммы дисконтированных денежных потоков к первоначальным инвестициям:

PI = \sum_{t=1}^N \frac{NCF_t}{I} = \frac{1}{I}\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t},

где *NCFt* – чистые денежные потоки (дисконтированные), *t* = 1, 2, ..N;

*I* – инвестиции.

1. Расчёт срока окупаемости представлен в таблицах 8.11, 8.16, 8.21.

Период окупаемости – это ожидаемое число лет, необходимых для полного возмещения инвестиционных затрат.

Период окупаемости рассчитывается следующим образом:

D:\Мои рисунки\Обрезать_87.jpg

где *n –* число лет, предшествующих году окупаемости;

*Cn-1* – невозмещенная стоимость на начало года окупаемости;

*CFn* – денежный поток в год окупаемости.

Согласно изменению индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР произведен расчет тарифов согласно следующим документам:

1.Информации об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии (2013 год) МУП "ЖКХ сельского поселения Хатанга";

2. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат в сфере услуг теплоснабжения на 2020 год ООО "Энергия"

Таблица 8.6 – Расчёт тарифов в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

| Наименование | Ед. изм. | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| МУП "ЖКХ сельского поселения Хатанга" | | | | | | | | | | | | | |
| Тариф на тепловую энергию | Руб./ Гкал | 7792.32 | 8509.21 | 9113.37 | 9395.88 | 9696.55 | 10103.80 | 10477.64 | 10844.36 | 11191.38 | 11527.12 | 11930.57 | 12395.86 |
| Тариф на топливо | Тыс. руб/ т | 7,384 | 7,827 | 8,133 | 8,621 | 8,914 | 9,270 | 9,585 | 9,835 | 10,090 | 10,413 | 10,569 | 10,643 |
| Затраты на приобретение топлива | Тыс. руб. | 245099 | 259805 | 295230 | 312944 | 323584 | 336527 | 347969 | 370155 | 379779 | 391932 | 397811 | 400596 |
| ООО "Энергия" | | | | | | | | | | | | | |
| Тариф на тепловую энергию | руб/ Гкал | 8055,42 | 8055,42 / 8369,21 | 8369,21 / 9155,59 | 9155,59 / 9575,84 | 9575,84 / 10015,37 | 10015,37 / 10415,98 | 10415,98 / 10822,21 | 10822,21 / 11244,27 | 11244,27 / 11694,05 | 11694,05 / 12161,81 | 12161,81/ 12636,12 | 12636,12 / 13128,93 |
| Тариф на топливо | Тыс. руб/ т | 5,904 | 6,250 | 6,644 | 6,644 | 6,644 | 6,883 | 7,144 | 7,445 | 7,742 | 8,037 | 8,342 | 8,642 |
| Затраты на приобретение топлива | Тыс. руб. | 186 291,58 | 207 814,31 | 211 137,96 | 219 757,13 | 272 907,23 | 235 071,00 | 244 474,74 | 255 724,35 | 265 442,86 | 274 999,82 | 285 449,81 | 295 156,21 |
| ОАО "Полярная геологоразведочная экспедиция" | | | | | | | | | | | | | |
| Тариф на тепловую энергию | руб/ Гкал | 7366.51 | 8044.23 | 8615.37 | 8882.44 | 9166.68 | 9551.68 | 9905.10 | 10251.77 | 10579.83 | 10897.22 | 11278.63 | 11718.49 |
| Тариф на топливо | Тыс. руб/ т | 7,384 | 7,827 | 8,133 | 8,621 | 8,914 | 9,270 | 9,585 | 9,835 | 10,090 | 10,413 | 10,569 | 10,643 |
| Затраты на приобретение топлива | Тыс. руб. | 31241,5 | 33116,0 | 34407,5 | 36472,0 | 37712,0 | 39220,5 | 40554,0 | 41608,4 | 42690,2 | 44056,3 | 44717,2 | 45030,2 |

8.2.1 Котельная №1

Согласно капитальных затрат на мероприятия общие затраты на 15 лет составят: 119230,24 тыс. руб.

При включении 20% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 23846 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,3%.

При включении 60% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 71538,1 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,88%.

При включении 100% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 119230,24 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 1,47%.

Расчёт тарифов с надбавками для различных сценариев для котельной №1 представлен в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Расчёт тарифов с надбавками для различных сценариев для котельной №1

| Наименование | п.п | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тариф (существующий) руб./Гкал | 1.1 | 7101.7 | 7456.8 | 7792.3 | 8509.2 | 9113.4 | 9395.9 | 9696.5 | 10103.8 | 10477.6 | 10844.4 | 11191.4 | 11527.1 | 11930.6 | 12395.9 |
| Гкал | 1.2 | 54356.0 | 54356.0 | 54356.0 | 54356.0 | 59449.0 | 59449.0 | 59449.0 | 59449.0 | 59449.0 | 61637.0 | 61637.0 | 61637.0 | 61637.0 | 61637.0 |
| Выручка за год без надбавок, тыс. руб. | 1.3 | 386018.9 | 405319.9 | 423559.3 | 462526.7 | 541780.5 | 558575.7 | 576450.1 | 600661.0 | 622885.5 | 668413.9 | 689803.2 | 710497.2 | 735364.7 | 764043.9 |
| Надбавка к существующему тарифу | 2.1 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 | 1.0147 |
| Тариф | 2.2 | 7206.1 | 7566.4 | 7906.9 | 8634.3 | 9247.3 | 9534.0 | 9839.1 | 10252.3 | 10631.7 | 11003.8 | 11355.9 | 11696.6 | 12106.0 | 12578.1 |
| Выручка за год (Надбавка 1,47%) тыс. руб | 2.3 | 391693.4 | 411278.1 | 429785.6 | 469325.9 | 549744.7 | 566786.7 | 584923.9 | 609490.7 | 632041.9 | 678239.6 | 699943.3 | 720941.6 | 746174.5 | 775275.3 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 2.4 | 5674.5 | 5958.2 | 6226.3 | 6799.1 | 7964.2 | 8211.1 | 8473.8 | 8829.7 | 9156.4 | 9825.7 | 10140.1 | 10444.3 | 10809.9 | 11231.4 |
| Надбавка к существующему тарифу | 3.1 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 | 1.0088 |
| Тариф | 3.2 | 7164.2 | 7522.4 | 7860.9 | 8584.1 | 9193.6 | 9478.6 | 9781.9 | 10192.7 | 10569.8 | 10939.8 | 11289.9 | 11628.6 | 12035.6 | 12504.9 |
| Выручка за год (Надбавка 0,88%) тыс. руб. | 3.3 | 389415.9 | 408886.7 | 427286.6 | 466596.9 | 546548.1 | 563491.1 | 581522.9 | 605946.8 | 628366.8 | 674296.0 | 695873.4 | 716749.6 | 741835.9 | 770767.5 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 3.4 | 3397.0 | 3566.8 | 3727.3 | 4070.2 | 4767.7 | 4915.5 | 5072.8 | 5285.8 | 5481.4 | 5882.0 | 6070.3 | 6252.4 | 6471.2 | 6723.6 |
| Надбавка к существующему тарифу | 4.1 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 | 1.0030 |
| Тариф | 4.2 | 7123.0 | 7479.1 | 7815.7 | 8534.7 | 9140.7 | 9424.1 | 9725.6 | 10134.1 | 10509.1 | 10876.9 | 11225.0 | 11561.7 | 11966.4 | 12433.1 |
| Выручка за год (Надбавка 0,3%) тыс. руб. | 4.3 | 387177.0 | 406535.8 | 424829.9 | 463914.3 | 543405.8 | 560251.4 | 578179.4 | 602463.0 | 624754.1 | 670419.2 | 691872.6 | 712628.7 | 737570.7 | 766336.0 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 4.4 | 1158.1 | 1216.0 | 1270.7 | 1387.6 | 1625.3 | 1675.7 | 1729.4 | 1802.0 | 1868.7 | 2005.2 | 2069.4 | 2131.5 | 2206.1 | 2292.1 |

Таблица 8.8 – Расчёт затрат и прибыли от реализации мероприятий для котельной №1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.1 | 18122,62 | 37255,11 | 14863,20 | 18157,92 | 30831,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.2 | 6631,37 | 7029,26 | 7451,01 | 7898,07 | 8975,00 | 9513,50 | 9836,96 | 10230,44 | 10578,27 | 11252,72 | 11545,29 | 11914,74 | 12093,46 | 12178,12 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,3% | 1.3.1 | 1158,06 | 1215,96 | 1270,68 | 1387,58 | 1625,34 | 1675,73 | 1729,35 | 1801,98 | 1868,66 | 2005,24 | 2069,41 | 2131,49 | 2206,09 | 2292,13 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,88% | 1.3.2 | 3396,97 | 3566,81 | 3727,32 | 4070,24 | 4767,67 | 4915,47 | 5072,76 | 5285,82 | 5481,39 | 5882,04 | 6070,27 | 6252,38 | 6471,21 | 6723,59 |
| Выручка от надбавки к тарифу 1,47% | 1.3.3 | 5674,48 | 5958,20 | 6226,32 | 6799,14 | 7964,17 | 8211,06 | 8473,82 | 8829,72 | 9156,42 | 9825,68 | 10140,11 | 10444,31 | 10809,86 | 11231,44 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,3 % | 2.3.1 | -10333,2 | -39343,1 | -45484,6 | -54356,9 | -74587,9 | -63398,7 | -51832,4 | -39800,0 | -27353,0 | -14095,1 | -480,4 | 13565,9 | 27865,4 | 42335,7 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,88 % | 2.3.2 | -8094,3 | -34753,3 | -38438,2 | -44627,8 | -61716,5 | -47287,6 | -32377,8 | -16861,6 | -801,9 | 16332,8 | 33948,4 | 52115,5 | 70680,2 | 89581,9 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 1,47 % | 2.3.3 | -5816,8 | -30084,4 | -31270,3 | -34731,0 | -48623,2 | -30898,7 | -12587,9 | 6472,3 | 26207,0 | 47285,4 | 68970,8 | 91329,8 | 114233,1 | 137642,7 |

Рисунок 8.1 – Движение денежных средств при различных вариантах финансирования для котельной №1.

По оси абсцисс отложен временной период.

По оси ординат отложены денежные средства включающие в себя затраты на реализацию мероприятий, прибыль от экономии за счёт реализации мероприятий и надбавки к тарифу (значения по оси ординат по годам численно равны п. 2.3.1, 2.3.2 и 2.3.3 таблицы 8.8).

Таблица 8.9 – Расчёт NPV для котельной №1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | п. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 18122,6 | 37255,1 | 14863,2 | 18157,9 | 30831,4 |  |  |  |  | 0,0 |  |  |  |  |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 6631,4 | 7029,3 | 7451,0 | 7898,1 | 8975,0 | 9513,5 | 9837,0 | 10230,4 | 10578,3 | 11252,7 | 11545,3 | 11914,7 | 12093,5 | 12178,1 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,3% | 1.4.1 | 1158,1 | 1216,0 | 1270,7 | 1387,6 | 1625,3 | 1675,7 | 1729,4 | 1802,0 | 1868,7 | 2005,2 | 2069,4 | 2131,5 | 2206,1 | 2292,1 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,88% | 1.4.2 | 3397,0 | 3566,8 | 3727,3 | 4070,2 | 4767,7 | 4915,5 | 5072,8 | 5285,8 | 5481,4 | 5882,0 | 6070,3 | 6252,4 | 6471,2 | 6723,6 |
| Выручка от надбавки к тарифу 1,47% | 1.4.3 | 5674,5 | 5958,2 | 6226,3 | 6799,1 | 7964,2 | 8211,1 | 8473,8 | 8829,7 | 9156,4 | 9825,7 | 10140,1 | 10444,3 | 10809,9 | 11231,4 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,3% | 1.5.1 | -10333,2 | -29009,9 | -6141,5 | -8872,3 | -20231,1 | 11189,2 | 11566,3 | 12032,4 | 12446,9 | 13258,0 | 13614,7 | 14046,2 | 14299,6 | 14470,2 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,88% | 1.5.2 | -8094,3 | -26659,0 | -3684,9 | -6189,6 | -17088,7 | 14429,0 | 14909,7 | 15516,3 | 16059,7 | 17134,8 | 17615,6 | 18167,1 | 18564,7 | 18901,7 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 1,47% | 1.5.3 | -5816,8 | -24267,7 | -1185,9 | -3460,7 | -13892,2 | 17724,6 | 18310,8 | 19060,2 | 19734,7 | 21078,4 | 21685,4 | 22359,1 | 22903,3 | 23409,6 |
| при надбавке к тарифу 0,3% | 1.6.1 | -9545,7 | -24756,6 | -4841,6 | -6461,3 | -13610,7 | 6954,0 | 6640,5 | 6381,6 | 6098,3 | 6000,6 | 5692,5 | 5425,3 | 5102,2 | 4769,6 |
| при надбавке к тарифу 0,88% | 1.6.2 | -7477,4 | -22750,4 | -2904,9 | -4507,7 | -11496,6 | 8967,4 | 8560,0 | 8229,3 | 7868,4 | 7755,3 | 7365,3 | 7017,0 | 6624,1 | 6230,3 |
| при надбавке к тарифу 1,47% | 1.6.3 | -5373,5 | -20709,6 | -934,9 | -2520,3 | -9346,1 | 11015,6 | 10512,6 | 10108,9 | 9668,9 | 9540,2 | 9066,9 | 8636,1 | 8172,1 | 7716,2 |
| NPV при надбавке к тарифу 0,3% | 1.7.1 | -6151,18 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| NPV при надбавке к тарифу 0,88% | 1.7.2 | 19480,09 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| NPV при надбавке к тарифу 1,47% | 1.7.3 | 45553,27 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 8.10 – Расчёт индекса рентабельности для котельной №1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 0.3 % | 1.2.1 | 7195,78 | 7036,33 | 6875,70 | 6762,40 | 7131,49 | 6953,97 | 6640,48 | 6381,60 | 6098,33 | 6000,64 | 5692,48 | 5425,32 | 5102,23 | 4769,64 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 0.88 % | 1.2.2 | 9264,05 | 9042,51 | 8812,38 | 8716,08 | 9245,52 | 8967,42 | 8560,01 | 8229,31 | 7868,38 | 7755,31 | 7365,28 | 7016,99 | 6624,06 | 6230,32 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 1.47 % | 1.2.3 | 11367,99 | 11083,28 | 10782,46 | 10703,44 | 11396,01 | 11015,60 | 10512,63 | 10108,88 | 9668,95 | 9540,23 | 9066,93 | 8636,12 | 8172,14 | 7716,18 |
| Затраты | 1.3 | 18122,62 | 37255,11 | 14863,20 | 18157,92 | 30831,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| при 0,3% надбавки | 1.4.1 | 0,060 | 0,059 | 0,058 | 0,057 | 0,060 | 0,058 | 0,056 | 0,054 | 0,051 | 0,050 | 0,048 | 0,046 | 0,043 | 0,040 |
| при 0,88% надбавки | 1.4.2 | 0,078 | 0,076 | 0,074 | 0,073 | 0,078 | 0,075 | 0,072 | 0,069 | 0,066 | 0,065 | 0,062 | 0,059 | 0,056 | 0,052 |
| при 1,47% надбавки | 1.4.3 | 0,095 | 0,093 | 0,090 | 0,090 | 0,096 | 0,092 | 0,088 | 0,085 | 0,081 | 0,080 | 0,076 | 0,072 | 0,069 | 0,065 |
| PI при 0,3% | 1.5.1 | 0,739 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PI при 0,88% | 1.5.2 | 0,954 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PI при 1,47% | 1.5.3 | 1,172 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рекомендуется использование варианта финансирования предполагающего установление инвестиционной надбавки к тарифу в размере 100% от затрат на реализацию мероприятий, т.к. в этом случае индекс рентабельности PI = 1.172 > 1.

Расчёт срока окупаемости приведён в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Расчёт срока окупаемости для котельной №1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 18122,62 | 37255,11 | 14863,20 | 18157,92 | 30831,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 6631,4 | 7029,3 | 7451,0 | 7898,1 | 8975,0 | 9513,5 | 9837,0 | 10230,4 | 10578,3 | 11252,7 | 11545,3 | 11914,7 | 12093,5 | 12178,1 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,3% | 1.4.1 | 1158,1 | 1216,0 | 1270,7 | 1387,6 | 1625,3 | 1675,7 | 1729,4 | 1802,0 | 1868,7 | 2005,2 | 2069,4 | 2131,5 | 2206,1 | 2292,1 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,88% | 1.4.2 | 3397,0 | 3566,8 | 3727,3 | 4070,2 | 4767,7 | 4915,5 | 5072,8 | 5285,8 | 5481,4 | 5882,0 | 6070,3 | 6252,4 | 6471,2 | 6723,6 |
| Выручка от надбавки к тарифу 1,47% | 1.4.3 | 5674,5 | 5958,2 | 6226,3 | 6799,1 | 7964,2 | 8211,1 | 8473,8 | 8829,7 | 9156,4 | 9825,7 | 10140,1 | 10444,3 | 10809,9 | 11231,4 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,3 % | 1.5.1 | -10333,2 | -39343,1 | -45484,6 | -54356,9 | -74587,9 | -63398,7 | -51832,4 | -39800,0 | -27353,0 | -14095,1 | -480,4 | 13565,9 | 27865,4 | 42335,7 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,88 % | 1.5.2 | -8094,3 | -34753,3 | -38438,2 | -44627,8 | -61716,5 | -47287,6 | -32377,8 | -16861,6 | -801,9 | 16332,8 | 33948,4 | 52115,5 | 70680,2 | 89581,9 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 1,47 % | 1.5.3 | -5816,8 | -30084,4 | -31270,3 | -34731,0 | -48623,2 | -30898,7 | -12587,9 | 6472,3 | 26207,0 | 47285,4 | 68970,8 | 91329,8 | 114233,1 | 137642,7 |
| Срок окупаемости при надбавке в 0,3%, лет | 1.6.1 | 11,03 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Срок окупаемости при надбавке в 0,88%, лет | 1.6.2 | 9,05 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Срок окупаемости при надбавке в 1,47%, лет | 1.6.3 | 7,66 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

8.2.2 Котельная №2

Согласно капительных затрат на мероприятия общие затраты на 15 лет составят: 17560,4 тыс. руб.

При включении 20% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 3512,1 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,11%.

При включении 60% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 10536,2 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,33%.

При включении 100% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 17560,4 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,54%.

Таблица 8.12 – Расчёт тарифов с надбавками для различных сценариев для котельной №2

| Наименование | п.п | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тариф (существующий) руб./Гкал | 1.1 | 5625,0 | 5626,7 | 5908,1 | 6173,9 | 6741,9 | 7220,6 | 7444,4 | 7682,7 | 8005,3 | 8301,5 | 8592,1 | 8867,0 | 9133,0 | 9452,7 |
| Гкал | 1.2 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 |
| Итого (без надбавок) тыс. руб. | 1.3 | 170888,2 | 170939,8 | 179486,7 | 187563,6 | 204819,5 | 222625,4 | 229526,8 | 236871,6 | 246820,2 | 255952,6 | 253157,0 | 261258,0 | 269095,7 | 278514,1 |
| Надбавка к существующему тарифу | 2.1 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 |
| Тариф | 2.2 | 5655,4 | 5657,1 | 5940,0 | 6207,3 | 6778,3 | 7259,6 | 7484,6 | 7724,1 | 8048,6 | 8346,4 | 8638,5 | 8914,9 | 9182,4 | 9503,7 |
| Выручка за год (Надбавка 0,54%) тыс. руб. | 2.3 | 171811,0 | 171862,8 | 180456,0 | 188576,5 | 205925,5 | 223827,6 | 230766,2 | 238150,7 | 248153,1 | 257334,7 | 254524,0 | 262668,8 | 270548,9 | 280018,1 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 2.4 | 922,8 | 923,1 | 969,2 | 1012,8 | 1106,0 | 1202,2 | 1239,4 | 1279,1 | 1332,8 | 1382,1 | 1367,0 | 1410,8 | 1453,1 | 1504,0 |
| Надбавка к существующему тарифу | 3.1 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 | 1,0033 |
| Тариф | 3.2 | 5643,6 | 5645,3 | 5927,6 | 6194,3 | 6764,2 | 7244,4 | 7469,0 | 7708,0 | 8031,7 | 8328,9 | 8620,4 | 8896,3 | 9163,2 | 9483,9 |
| Выручка за год (Надбавка 0,33%) тыс. руб. | 3.3 | 171452,1 | 171503,9 | 180079,0 | 188182,6 | 205495,4 | 223360,1 | 230284,2 | 237653,3 | 247634,8 | 256797,2 | 253992,4 | 262120,1 | 269983,8 | 279433,2 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 3.4 | 563,9 | 564,1 | 592,3 | 619,0 | 675,9 | 734,7 | 757,4 | 781,7 | 814,5 | 844,6 | 835,4 | 862,2 | 888,0 | 919,1 |
| Надбавка к существующему тарифу | 4.1 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 | 1,0011 |
| Тариф | 4.2 | 5631,2 | 5632,9 | 5914,6 | 6180,7 | 6749,3 | 7228,5 | 7452,6 | 7691,1 | 8014,1 | 8310,7 | 8601,5 | 8876,8 | 9143,1 | 9463,1 |
| Выручка за год (Надбавка 0,11%) тыс. руб. | 4.3 | 171076,1 | 171127,8 | 179684,2 | 187770,0 | 205044,8 | 222870,3 | 229779,3 | 237132,2 | 247091,7 | 256234,1 | 253435,4 | 261545,4 | 269391,7 | 278820,5 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 4.4 | 188,0 | 188,0 | 197,4 | 206,3 | 225,3 | 244,9 | 252,5 | 260,6 | 271,5 | 281,5 | 278,5 | 287,4 | 296,0 | 306,4 |

Таблица 8.13 – Расчёт затрат и прибыли от реализации мероприятий для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.1 | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.2 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,11% | 1.3.1 | 188,03 | 197,44 | 206,32 | 225,30 | 244,89 | 252,48 | 260,56 | 271,50 | 281,55 | 278,47 | 287,38 | 296,01 | 306,37 | 318,31 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,33% | 1.3.2 | 564,10 | 592,31 | 618,96 | 675,90 | 734,66 | 757,44 | 781,68 | 814,51 | 844,64 | 835,42 | 862,15 | 888,02 | 919,10 | 954,94 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,54% | 1.3.3 | 923,07 | 969,23 | 1012,84 | 1106,03 | 1202,18 | 1239,44 | 1279,11 | 1332,83 | 1382,14 | 1367,05 | 1410,79 | 1453,12 | 1503,98 | 1562,63 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,11 % | 2.3.1 | -3296,37 | -17174,9 | -16968,6 | -16743,3 | -16498,4 | -16245,9 | -15985,3 | -15713,8 | -15432,3 | -15153,8 | -14866,4 | -14570,4 | -14264,1 | -13945,8 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,33 % | 2.3.2 | -2920,30 | -16403,99 | -15785,03 | -15109,13 | -14374,46 | -13617,03 | -12835,35 | -12020,84 | -11176,20 | -10340,78 | -9478,63 | -8590,61 | -7671,52 | -6716,58 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,54 % | 2.3.3 | -2561,33 | -15668,10 | -14655,25 | -13549,23 | -12347,05 | -11107,61 | -9828,50 | -8495,67 | -7113,53 | -5746,48 | -4335,69 | -2882,57 | -1378,59 | 184,04 |

Рисунок 8.2 – Движение денежных средств при различных вариантах финансирования для котельной №2.

По оси абсцисс отложен временной период.

По оси ординат отложены денежные средства включающие в себя затраты на реализацию мероприятий, прибыль от экономии за счёт реализации мероприятий и надбавки к тарифу (значения по оси ординат по годам численно равны п. 2.3.1, 2.3.2 и 2.3.3 таблица 8.13).

Поскольку экономии денежных средств за счет реализации мероприятий не предвидится, нами предлагается единственный вариант финансирования мероприятий, предполагающий установление инвестиционной надбавки к тарифу в размере 100% от затрат на реализацию мероприятий.

Таблица 8.14 – Расчёт NPV для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | п. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |  |  | 0,00 |  |  |  |  |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,54% | 1.4.1 | 923,07 | 969,23 | 1012,84 | 1106,03 | 1202,18 | 1239,44 | 1279,11 | 1332,83 | 1382,14 | 1367,05 | 1410,79 | 1453,12 | 1503,98 | 1562,63 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,54% | 1.5.1 | -2561,33 | -13106,77 | 1012,84 | 1106,03 | 1202,18 | 1239,44 | 1279,11 | 1332,83 | 1382,14 | 1367,05 | 1410,79 | 1453,12 | 1503,98 | 1562,63 |
| при надбавке к тарифу 0,54% | 1.6.1 | -2366,12 | -11185,10 | 798,47 | 805,48 | 808,78 | 770,30 | 734,36 | 706,89 | 677,18 | 618,73 | 589,87 | 561,26 | 536,63 | 515,07 |
| NPV при надбавке к тарифу 0,54% | 1.7.1 | -5428,20 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Для достижения положительного NPV через сумму дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню, необходимо ежегодного повышать тариф на тепловую энергию на 0,84% вместо 0,54%.

В таблицах 8.14.1, 8.14.2 и 8.14.3 выполнен пересчёт всех показателей с учётом новой надбавки, при этом NPV становится равным 17,84 тыс. руб.

Таблица 8.14.1 – Расчёт тарифа с надбавкой 0,84% для котельной №2

| Наименование | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тариф (существующий) руб/Гкал | 5625,0 | 5626,7 | 5908,1 | 6173,9 | 6741,9 | 7220,6 | 7444,4 | 7682,7 | 8005,3 | 8301,5 | 8592,1 | 8867,0 | 9133,0 | 9452,7 |
| Гкал | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 |
| Итого (без надбавок) тыс. руб | 170888,2 | 170939,8 | 179486,7 | 187563,6 | 204819,5 | 222625,4 | 229526,8 | 236871,6 | 246820,2 | 255952,6 | 253157,0 | 261258,0 | 269095,7 | 278514,1 |
| Надбавка к существующему тарифу 0,54% | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 | 1,0054 |
| Тариф | 5655,4 | 5657,1 | 5940,0 | 6207,3 | 6778,3 | 7259,6 | 7484,6 | 7724,1 | 8048,6 | 8346,4 | 8638,5 | 8914,9 | 9182,4 | 9503,7 |
| Выручка за год (Надбавка 0,54%) тыс руб | 171811,0 | 171862,8 | 180456,0 | 188576,5 | 205925,5 | 223827,6 | 230766,2 | 238150,7 | 248153,1 | 257334,7 | 254524,0 | 262668,8 | 270548,9 | 280018,1 |
| Сумма надбавки, тыс руб | 922,8 | 923,1 | 969,2 | 1012,8 | 1106,0 | 1202,2 | 1239,4 | 1279,1 | 1332,8 | 1382,1 | 1367,0 | 1410,8 | 1453,1 | 1504,0 |
| Надбавка к существующему тарифу 0,84% | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 |
| Тариф | 5672,3 | 5674,0 | 5957,7 | 6225,8 | 6798,6 | 7281,2 | 7507,0 | 7747,2 | 8072,6 | 8371,3 | 8664,3 | 8941,5 | 9209,8 | 9532,1 |
| Выручка за год (Надбавка 0,84%) тыс руб | 172323,6 | 172375,6 | 180994,4 | 189139,2 | 206540,0 | 224495,4 | 231454,8 | 238861,4 | 248893,5 | 258102,6 | 255283,5 | 263452,6 | 271356,1 | 280853,6 |
| Сумма надбавки, тыс руб | 1435,5 | 1435,9 | 1507,7 | 1575,5 | 1720,5 | 1870,1 | 1928,0 | 1989,7 | 2073,3 | 2150,0 | 2126,5 | 2194,6 | 2260,4 | 2339,5 |

При этом движение денежных средств будет выглядеть так:

Таблица 8.14.2 – Расчёт затрат и прибыли от реализации мероприятий для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,84% | 1435,89 | 1507,69 | 1575,53 | 1720,48 | 1870,05 | 1928,02 | 1989,72 | 2073,29 | 2150,00 | 2126,52 | 2194,57 | 2260,40 | 2339,52 | 2430,76 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,84 % | -2048,51 | -14616,82 | -13041,28 | -11320,80 | -9450,75 | -7522,72 | -5533,00 | -3459,71 | -1309,71 | 816,81 | 3011,38 | 5271,78 | 7611,30 | 10042,06 |

Таблица 8.14.3 – Расчёт NPV для котельной №2 с надбавкой к тарифу 0,84%.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |  |  | 0,00 |  |  |  |  |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,84% | 1435,89 | 1507,69 | 1575,53 | 1720,48 | 1870,05 | 1928,02 | 1989,72 | 2073,29 | 2150,00 | 2126,52 | 2194,57 | 2260,40 | 2339,52 | 2430,76 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,84% | -2048,51 | -12568,31 | 1575,53 | 1720,48 | 1870,05 | 1928,02 | 1989,72 | 2073,29 | 2150,00 | 2126,52 | 2194,57 | 2260,40 | 2339,52 | 2430,76 |
| при надбавке к тарифу 0,84% | -1892,38 | -10725,59 | 1242,06 | 1252,97 | 1258,10 | 1198,24 | 1142,34 | 1099,61 | 1053,39 | 962,48 | 917,58 | 873,07 | 834,76 | 801,22 |
| NPV при надбавке к тарифу 0,84% | 17,84 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 8.15 – Расчёт индекса рентабельности для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 |  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 0,84% | 1.2.1 | 1326,46 | 1286,64 | 1242,06 | 1252,97 | 1258,10 | 1198,24 | 1142,34 | 1099,61 | 1053,39 | 962,48 | 917,58 | 873,07 | 834,76 | 801,22 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.3 | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| при надбавке к тарифу 0,84% | 1.4.1 | 0,076 | 0,073 | 0,071 | 0,071 | 0,072 | 0,068 | 0,065 | 0,063 | 0,060 | 0,055 | 0,052 | 0,050 | 0,048 | 0,046 |
| PI при надбавке к тарифу 0,84% | 1.5.1 | 0,868 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Поскольку прибыли от экономии денежных средств за счет реализации мероприятий не предвидится, для достижения положительного NPV через сумму дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню, предлагается ежегодного повышать тариф на тепловую энергию на 0,84% вместо 0,54%. Однако для достижения индекса рентабельности PI>1 также предлагается увеличение ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию с 0,84% на 0,97%. В этом случае в таблицах 8.15.1, 8.15.2, 8.15.3 и 8.15.4 выполнен пересчёт всех показателей с учётом новой надбавки, при этом PI становится равным 1.003.

Таблица 8.15.1 – Расчёт тарифа с надбавкой 0,97% для котельной №2

| Наименование | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тариф (существующий) руб./Гкал | 5625,0 | 5626,7 | 5908,1 | 6173,9 | 6741,9 | 7220,6 | 7444,4 | 7682,7 | 8005,3 | 8301,5 | 8592,1 | 8867,0 | 9133,0 | 9452,7 |
| Гкал | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30380,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 30832,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 | 29464,0 |
| Итого (без надбавок) тыс. руб. | 170888,2 | 170939,8 | 179486,7 | 187563,6 | 204819,5 | 222625,4 | 229526,8 | 236871,6 | 246820,2 | 255952,6 | 253157,0 | 261258,0 | 269095,7 | 278514,1 |
| Надбавка 0,84% | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 | 1,0084 |
| Тариф | 5672,3 | 5674,0 | 5957,7 | 6225,8 | 6798,6 | 7281,2 | 7507,0 | 7747,2 | 8072,6 | 8371,3 | 8664,3 | 8941,5 | 9209,8 | 9532,1 |
| Итого тыс. руб. | 172323,6 | 172375,6 | 180994,4 | 189139,2 | 206540,0 | 224495,4 | 231454,8 | 238861,4 | 248893,5 | 258102,6 | 255283,5 | 263452,6 | 271356,1 | 280853,6 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 1435,5 | 1435,9 | 1507,7 | 1575,5 | 1720,5 | 1870,1 | 1928,0 | 1989,7 | 2073,3 | 2150,0 | 2126,5 | 2194,6 | 2260,4 | 2339,5 |
| Надбавка 0,97% | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 | 1,0097 |
| Тариф | 5681,3 | 5965,4 | 6233,8 | 6807,3 | 7290,6 | 7516,6 | 7757,2 | 8083,0 | 8382,0 | 8675,4 | 8953,0 | 9221,6 | 9544,4 | 9916,6 |
| Итого тыс. руб. | 172597,9 | 181227,8 | 189383,0 | 206806,2 | 224784,9 | 231753,2 | 239169,3 | 249214,4 | 258435,3 | 255612,6 | 263792,2 | 271706,0 | 281215,7 | 292183,1 |
| Сумма надбавки, тыс. руб. | 1658,1 | 1741,0 | 1819,4 | 1986,7 | 2159,5 | 2226,4 | 2297,7 | 2394,2 | 2482,7 | 2455,6 | 2534,2 | 2610,2 | 2701,6 | 2806,9 |

При этом движение денежных средств будет выглядеть так:

Таблица 8.15.2 – Расчёт затрат и прибыли от реализации мероприятий для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,97% | 1658,12 | 1741,02 | 1819,37 | 1986,75 | 2159,47 | 2226,41 | 2297,65 | 2394,16 | 2482,74 | 2455,62 | 2534,20 | 2610,23 | 2701,59 | 2806,95 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,97% | -1826,28 | -14161,26 | -12341,90 | -10355,15 | -8195,68 | -5969,27 | -3671,62 | -1277,46 | 1205,28 | 3660,90 | 6195,11 | 8805,33 | 11506,92 | 14313,87 |

Таблица 8.15.3 – Расчёт NPV для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |  |  |  |  | 0,00 |  |  |  |  |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,97% | 1658,12 | 1741,02 | 1819,37 | 1986,75 | 2159,47 | 2226,41 | 2297,65 | 2394,16 | 2482,74 | 2455,62 | 2534,20 | 2610,23 | 2701,59 | 2806,95 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,97% | -1826,28 | -12334,98 | 1819,37 | 1986,75 | 2159,47 | 2226,41 | 2297,65 | 2394,16 | 2482,74 | 2455,62 | 2534,20 | 2610,23 | 2701,59 | 2806,95 |
| при надбавке к тарифу 0,97% | -1687,10 | -10526,47 | 1434,29 | 1446,88 | 1452,80 | 1383,69 | 1319,14 | 1269,78 | 1216,41 | 1111,43 | 1059,58 | 1008,19 | 963,95 | 925,22 |
| NPV при надбавке к тарифу 0,97% | 2377,8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 8.15.4 – Расчёт индекса рентабельности для котельной №2 с надбавкой к тарифу 0,97%.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 0,97% | 1531,75 | 1485,76 | 1434,29 | 1446,88 | 1452,80 | 1383,69 | 1319,14 | 1269,78 | 1216,41 | 1111,43 | 1059,58 | 1008,19 | 963,95 | 925,22 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| при надбавке к тарифу 0,97% | 0,087 | 0,085 | 0,082 | 0,082 | 0,083 | 0,079 | 0,075 | 0,072 | 0,069 | 0,063 | 0,060 | 0,057 | 0,055 | 0,053 |
| PI при надбавке к тарифу 0,97% | 1,003 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 8.16 – Расчёт срока окупаемости для котельной №2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 3484,40 | 14076,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Выручка от надбавки к тарифу 0,97% | 1.4. | 1658,12 | 1741,02 | 1819,37 | 1986,75 | 2159,47 | 2226,41 | 2297,65 | 2394,16 | 2482,74 | 2455,62 | 2534,20 | 2610,23 | 2701,59 | 2806,95 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,97% | 1.5 | -1826,28 | -14161,26 | -12341,90 | -10355,15 | -8195,68 | -5969,27 | -3671,62 | -1277,46 | 1205,28 | 3660,90 | 6195,11 | 8805,33 | 11506,92 | 14313,87 |
| Срок окупаемости при надбавке в 0,97%, лет | 1.6 | 8,51 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

8.2.3 Котельная (ОАО «Полярная ГРЭ»)

Согласно капительных затрат на мероприятия по ОАО "Полярная геологоразведочная экспедиция" общие затраты на 15 лет составят: 64833,6 тыс. руб.

При включении 20% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 12966,7 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 0,68%.

При включении 60% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 38900,1 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 2,1%.

При включении 100% от капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф необходимо получить 64833,6 тыс. руб., что можно достичь за счет ежегодного повышения тарифа на тепловую энергию на 3,4%.

Таблица 8.17 – Расчёт тарифов с надбавками для различных сценариев для котельной «Полярная ГРЭ»

| Наименование | п.п | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тариф (существующий) руб/Гкал | 1.1 | 6713.6 | 7049.3 | 7366.5 | 8044.2 | 8615.4 | 8882.4 | 9166.7 | 9551.7 | 9905.1 | 10251.8 | 10579.8 | 10897.2 | 11278.6 | 11718.5 |
| Гкал | 1.2 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 | 14850.0 |
| Итого (без надбавок) тыс. руб | 1.3 | 99697.1 | 104682.0 | 109392.7 | 119456.8 | 127938.2 | 131904.3 | 136125.2 | 141842.5 | 147090.7 | 152238.8 | 157110.5 | 161823.8 | 167487.6 | 174019.6 |
| Надбавка к существующему тарифу | 2.1 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 | 1.0340 |
| Тариф | 2.2 | 6941.9 | 7289.0 | 7617.0 | 8317.7 | 8908.3 | 9184.4 | 9478.3 | 9876.4 | 10241.9 | 10600.3 | 10939.5 | 11267.7 | 11662.1 | 12116.9 |
| Выручка за год (Надбавка 3,4%) тыс руб | 2.3 | 103086.8 | 108241.2 | 113112.0 | 123518.3 | 132288.1 | 136389.0 | 140753.5 | 146665.1 | 152091.7 | 157415.0 | 162452.2 | 167325.8 | 173182.2 | 179936.3 |
| Сумма надбавки, тыс руб | 2.4 | 3389.7 | 3559.2 | 3719.4 | 4061.5 | 4349.9 | 4484.7 | 4628.3 | 4822.6 | 5001.1 | 5176.1 | 5341.8 | 5502.0 | 5694.6 | 5916.7 |
| Надбавка к существующему тарифу | 3.1 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 | 1.02 |
| Тариф | 3.2 | 6854.6 | 7197.3 | 7521.2 | 8213.2 | 8796.3 | 9069.0 | 9359.2 | 9752.3 | 10113.1 | 10467.1 | 10802.0 | 11126.1 | 11515.5 | 11964.6 |
| Выручка за год (Надбавка 2,1%) тыс руб | 3.3 | 101790.7 | 106880.3 | 111689.9 | 121965.4 | 130624.9 | 134674.3 | 138983.9 | 144821.2 | 150179.6 | 155435.8 | 160409.8 | 165222.1 | 171004.9 | 177674.1 |
| Сумма надбавки, тыс руб | 3.4 | 2093.6 | 2198.3 | 2297.2 | 2508.6 | 2686.7 | 2770.0 | 2858.6 | 2978.7 | 3088.9 | 3197.0 | 3299.3 | 3398.3 | 3517.2 | 3654.4 |
| Надбавка к существующему тарифу | 4.1 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 | 1.0068 |
| Тариф | 4.2 | 6759.3 | 7097.2 | 7416.6 | 8098.9 | 8674.0 | 8942.8 | 9229.0 | 9616.6 | 9972.4 | 10321.5 | 10651.8 | 10971.3 | 11355.3 | 11798.2 |
| Выручка за год (Надбавка 0,68%) тыс руб | 4.3 | 100375.0 | 105393.8 | 110136.5 | 120269.1 | 128808.2 | 132801.2 | 137050.9 | 142807.0 | 148090.9 | 153274.1 | 158178.8 | 162924.2 | 168626.5 | 175203.0 |
| Сумма надбавки, тыс руб | 4.4 | 677.9 | 711.8 | 743.9 | 812.3 | 870.0 | 896.9 | 925.7 | 964.5 | 1000.2 | 1035.2 | 1068.4 | 1100.4 | 1138.9 | 1183.3 |

Таблица 8.18 – Расчёт затрат и прибыли от реализации мероприятий для котельной «Полярная ГРЭ»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.1 | 9028,4 | 26275,2 | 19827,0 | 1471,5 | 8231,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.2 | 4240,2 | 4494,6 | 4764,3 | 5050,2 | 5247,1 | 5562,0 | 5751,1 | 5981,1 | 6184,5 | 6345,3 | 6510,3 | 6718,6 | 6819,4 | 6867,1 |
| Надбавка к тарифу 0,68% | 1.3.1 | 677,9 | 711,8 | 743,9 | 812,3 | 870,0 | 896,9 | 925,7 | 964,5 | 1000,2 | 1035,2 | 1068,4 | 1100,4 | 1138,9 | 1183,3 |
| Надбавка к тарифу 2,1% | 1.3.2 | 2093,6 | 2198,3 | 2297,2 | 2508,6 | 2686,7 | 2770,0 | 2858,6 | 2978,7 | 3088,9 | 3197,0 | 3299,3 | 3398,3 | 3517,2 | 3654,4 |
| Надбавка к тарифу 3,4% | 1.3.3 | 3389,7 | 3559,2 | 3719,4 | 4061,5 | 4349,9 | 4484,7 | 4628,3 | 4822,6 | 5001,1 | 5176,1 | 5341,8 | 5502,0 | 5694,6 | 5916,7 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,68% | 2.3.1 | -4110,3 | -25179,0 | -39497,7 | -35106,7 | -37221,1 | -30762,2 | -24085,4 | -17139,8 | -9955,1 | -2574,6 | 5004,0 | 12823,0 | 20781,3 | 28831,8 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 2,1 % | 2.3.2 | -2694,6 | -22276,8 | -35042,2 | -28954,9 | -29252,5 | -20920,6 | -12310,8 | -3351,0 | 5922,4 | 15464,7 | 25274,2 | 35391,1 | 45727,7 | 56249,2 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 3,4 % | 2.3.3 | -1398,5 | -19619,9 | -30963,2 | -23322,9 | -21957,4 | -11910,6 | -1531,3 | 9272,5 | 20458,0 | 31979,5 | 43831,5 | 56052,1 | 68566,0 | 81349,8 |

Рисунок 8.3 – Движение денежных средств при различных вариантах финансирования для котельной ОАО «Полярная ГРЭ».

По оси абсцисс отложен временной период.

По оси ординат отложены денежные средства включающие в себя затраты на реализацию мероприятий, прибыль от экономии за счёт реализации мероприятий и надбавки к тарифу (значения по оси ординат по годам численно равны п. 2.3.1, 2.3.2 и 2.3.3 таблица 8.18).

Таблица 8.19 – Расчёт NPV для котельной «Полярная ГРЭ»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | п. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 9028,44 | 26275,20 | 19826,96 | 1471,47 | 8231,50 |  |  |  |  | 0,00 |  |  |  |  |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 4240,24 | 4494,65 | 4764,33 | 5050,19 | 5247,15 | 5561,98 | 5751,08 | 5981,13 | 6184,48 | 6345,28 | 6510,26 | 6718,59 | 6819,37 | 6867,10 |
| Надбавка к тарифу 0,68% | 1.4.1 | 677,94 | 711,84 | 743,87 | 812,31 | 869,98 | 896,95 | 925,65 | 964,53 | 1000,22 | 1035,22 | 1068,35 | 1100,40 | 1138,92 | 1183,33 |
| Надбавка к тарифу 2,1% | 1.4.2 | 2093,64 | 2198,32 | 2297,25 | 2508,59 | 2686,70 | 2769,99 | 2858,63 | 2978,69 | 3088,90 | 3197,02 | 3299,32 | 3398,30 | 3517,24 | 3654,41 |
| Надбавка к тарифу 3,4% | 1.4.3 | 3389,70 | 3559,19 | 3719,35 | 4061,53 | 4349,90 | 4484,75 | 4628,26 | 4822,64 | 5001,08 | 5176,12 | 5341,76 | 5502,01 | 5694,58 | 5916,67 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 0,68% | 1.5.1 | -4110,26 | -21068,71 | -14318,77 | 4391,03 | -2114,37 | 6458,93 | 6676,73 | 6945,66 | 7184,70 | 7380,51 | 7578,61 | 7818,99 | 7958,28 | 8050,43 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 2,1% | 1.5.2 | -2694,57 | -19582,23 | -12765,39 | 6087,32 | -297,65 | 8331,97 | 8609,71 | 8959,82 | 9273,39 | 9542,30 | 9809,58 | 10116,89 | 10336,61 | 10521,51 |
| *CFt* при надбавке к тарифу 3,4% | 1.5.3 | -1398,50 | -18221,36 | -11343,29 | 7640,25 | 1365,55 | 10046,72 | 10379,34 | 10803,77 | 11185,57 | 11521,40 | 11852,01 | 12220,60 | 12513,94 | 12783,77 |
| при надбавке к тарифу 0,68% | 1.6.1 | -3797,01 | -17979,69 | -11288,13 | 3197,83 | -1422,47 | 4014,14 | 3833,26 | 3683,75 | 3520,12 | 3340,47 | 3168,71 | 3020,06 | 2839,60 | 2653,56 |
| при надбавке к тарифу 2,1% | 1.6.2 | -2489,21 | -16711,15 | -10063,53 | 4433,17 | -200,25 | 5178,21 | 4943,03 | 4752,00 | 4543,47 | 4318,91 | 4101,51 | 3907,62 | 3688,21 | 3468,07 |
| при надбавке к тарифу 3,4% | 1.6.3 | -1291,92 | -15549,81 | -8942,42 | 5564,12 | 918,69 | 6243,91 | 5959,01 | 5729,97 | 5480,33 | 5214,66 | 4955,47 | 4720,17 | 4465,10 | 4213,74 |
| NPV при надбавке к тарифу 0,68% | 1.7.1 | -1215,80 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| NPV при надбавке к тарифу 2,1% | 1.7.2 | 13870,05 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| NPV при надбавке к тарифу 3,4% | 1.7.3 | 27681,03 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 8.20 – Расчёт индекса рентабельности для котельной «Полярная ГРЭ»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 20 % | 1.2.1 | 4543,35 | 4443,13 | 4342,36 | 4269,44 | 4115,36 | 4014,14 | 3833,26 | 3683,75 | 3520,12 | 3340,47 | 3168,71 | 3020,06 | 2839,60 | 2653,56 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 60 % | 1.2.2 | 5851,15 | 5711,67 | 5566,96 | 5504,78 | 5337,58 | 5178,21 | 4943,03 | 4752,00 | 4543,47 | 4318,91 | 4101,51 | 3907,62 | 3688,21 | 3468,07 |
| Дисконтированная прибыль при надбавке в 100 % | 1.2.3 | 7048,44 | 6873,01 | 6688,07 | 6635,73 | 6456,51 | 6243,91 | 5959,01 | 5729,97 | 5480,33 | 5214,66 | 4955,47 | 4720,17 | 4465,10 | 4213,74 |
| Затраты | 1.3 | 9028,44 | 26275,20 | 19826,96 | 1471,47 | 8231,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| при надбавке к тарифу 0,68% | 1.4.1 | 0,070 | 0,069 | 0,067 | 0,066 | 0,063 | 0,062 | 0,059 | 0,057 | 0,054 | 0,052 | 0,049 | 0,047 | 0,044 | 0,041 |
| при надбавке к тарифу 2,1% | 1.4.2 | 0,090 | 0,088 | 0,086 | 0,085 | 0,082 | 0,080 | 0,076 | 0,073 | 0,070 | 0,067 | 0,063 | 0,060 | 0,057 | 0,053 |
| при надбавке к тарифу 3,4% | 1.4.3 | 0,109 | 0,106 | 0,103 | 0,102 | 0,100 | 0,096 | 0,092 | 0,088 | 0,085 | 0,080 | 0,076 | 0,073 | 0,069 | 0,065 |
| PI при надбавке к тарифу 0,68% | 1.5.1 | 0,799 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PI при надбавке к тарифу 2,1% | 1.5.2 | 1,031 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PI при надбавке к тарифу 3,4% | 1.5.3 | 1,244 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рекомендуется использование вариантов финансирования предполагающих установление инвестиционной надбавки к тарифу в размере 60% и 100% от затрат на реализацию мероприятий, т.к. в этих случаях индекс рентабельности PI (при надбавке к тарифу 2,1%)=1.031>1 и PI (при надбавке к тарифу 3,4%)=1.244>1.

Таблица 8.21 – Расчёт срока окупаемости для котельной «Полярная ГРЭ»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | П. п. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
| t | 1.1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Затраты на реализацию мероприятий | 1.2 | 9028,44 | 26275,20 | 19826,96 | 1471,47 | 8231,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Прибыль от реализации мероприятий | 1.3 | 4240,24 | 4494,65 | 4764,33 | 5050,19 | 5247,15 | 5561,98 | 5751,08 | 5981,13 | 6184,48 | 6345,28 | 6510,26 | 6718,59 | 6819,37 | 6867,10 |
| Надбавка к тарифу 0,68% | 1.4.1 | 677,94 | 711,84 | 743,87 | 812,31 | 869,98 | 896,95 | 925,65 | 964,53 | 1000,22 | 1035,22 | 1068,35 | 1100,40 | 1138,92 | 1183,33 |
| Надбавка к тарифу 2,1% | 1.4.2 | 2093,64 | 2198,32 | 2297,25 | 2508,59 | 2686,70 | 2769,99 | 2858,63 | 2978,69 | 3088,90 | 3197,02 | 3299,32 | 3398,30 | 3517,24 | 3654,41 |
| Надбавка к тарифу 3,4% | 1.4.3 | 3389,70 | 3559,19 | 3719,35 | 4061,53 | 4349,90 | 4484,75 | 4628,26 | 4822,64 | 5001,08 | 5176,12 | 5341,76 | 5502,01 | 5694,58 | 5916,67 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 0,68% | 1.5.1 | -4110,26 | -25178,98 | -39497,74 | -35106,71 | -37221,09 | -30762,16 | -24085,43 | -17139,77 | -9955,07 | -2574,56 | 5004,05 | 12823,03 | 20781,32 | 28831,75 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 2,1 % | 1.5.2 | -2694,57 | -22276,79 | -35042,19 | -28954,87 | -29252,52 | -20920,55 | -12310,84 | -3351,02 | 5922,37 | 15464,66 | 25274,24 | 35391,13 | 45727,74 | 56249,25 |
| ИТОГО при надбавке к тарифу 3,4 % | 1.5.3 | -1398,50 | -19619,87 | -30963,15 | -23322,90 | -21957,35 | -11910,63 | -1531,29 | 9272,48 | 20458,05 | 31979,45 | 43831,47 | 56052,06 | 68566,01 | 81349,78 |
| Срок окупаемости при надбавке 0,68%, лет | 1.6.1 | 10,34 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Срок окупаемости при надбавке 2,1%, лет | 1.6.2 | 8,36 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Срок окупаемости при надбавке 3,4%, лет | 1.6.3 | 7,14 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**8.3 Расчеты ценовых последствий для потребителей**

Источники финансирования не определены. В условиях недостатка собственных средств организаций коммунального комплекса на проведение работ по модернизации существующих сетей и сооружений, модернизации объектов систем теплоснабжения, затраты на реализацию мероприятий схемы предлагается финансировать за счет денежных средств потребителей.

Кроме этого, схема предусматривает повышение качества предоставления коммунальных услуг для населения и создания условий для привлечения средств из внебюджетных источников для модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Объём средств будет уточняться после доведения лимитов бюджетных обязательств из бюджетов всех уровней на очередной финансовый год и плановый период.

Эффективность капиталовложений определяется наиболее экономически оправданными мероприятиями по строительству, реконструкции и техническому перевооружения источников, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Увеличение тарифа на тепловую энергию в первую очередь связано с увеличением стоимости энергоресурсов (увеличение тарифа соответствует данным Минэкономразвития по энергетическому сценарию развития РФ). Вводимые мероприятия по энергосбережению и ресурсосбережению не позволяют в полной мере обеспечить сдерживание роста тарифа на тепловую энергию. При этом необходимость инвестиций обусловлено необходимостью обеспечения качественного и надежного теплоснабжения. Включение в тариф дополнительной составляющей, учитывающей прибыль организации или инвестора, вызовет дополнительный рост тарифа для конечных потребителей.

В результате проведенных расчетов сделаны следующие выводы:

Для котельной №1:

Рекомендуется сценарий при котором: NPV=45553,27 тыс. руб.>0; PI=1.172>1; срок окупаемости равен 7.66 года, т.е. сценарий предполагающий установление надбавки в 100% капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф, или ежегодное повышение тарифа на 1,47%.

Для котельной №2:

Рекомендуется сценарий при котором: NPV=2377.8 тыс. руб.>0; PI=1.003>1; срок окупаемости равен 8.51 года, т.е. сценарий, предполагающий ежегодное повышение тарифа на 0.97%.

Для котельной ОАО «Полярная ГРЭ»:

Рекомендуются сценарии при которых:

1. NPV=13870,05 тыс. руб.>0; PI=1.031>1; срок окупаемости равен 8.36 года, т.е. сценарий предполагающий установление надбавки в 60% капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф, или ежегодное повышение тарифа на 2,1%.
2. NPV=27681,03 тыс. руб.>0; PI=1.244>1; срок окупаемости равен 7.14 года, т.е. сценарий предполагающий установление надбавки в 100% капитальных затрат на реализацию мероприятий в тариф, или ежегодное повышение тарифа на 3,4%.

Можно воспользоваться любым из предложенных сценариев. При выборе подходящего сценария следует учитывать не только прибыльность инвестиций, но так же и влияние от увеличения тарифов на конечных потребителей.

**9 РАЗДЕЛ 8. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее -единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-190 «О теплоснабжении»:

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.
2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами систем теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

* + определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
  + определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

1. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и(или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.
2. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и(или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.
3. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

1. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.
2. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

**10 РАЗДЕЛ 9. РЕШЕНИЕ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

При разработке схемы теплоснабжения предлагается утвердить в перспективном плане два источника тепловой энергии (котельная №1 и котельная №2), которые способны осуществлять поставку тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения в с. Хатанга.

Данное решение принято на основе расчётов перспективных балансов располагаемой тепловой мощности и нагрузок потребителей, а также при расчёте радиусов эффективного и оптимального теплоснабжения рассматриваемых энергоисточников и гидравлическом расчёте.

**11 РАЗДЕЛ 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям**

Бесхозяйных тепловых сетей не выявлено.