|  |  |
| --- | --- |
| СОГЛАСОВАННОГлава МО Лукашкин-Ярское сельское поселение Александровского района Томской области\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.А. Мауль« \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2015 г. Генеральный директорООО «ЛАРС Инжиниринг»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ К.Е. Марьясов« \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2015 г.  | УТВЕРЖДАЮГлава Александровского районаТомской области\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.П. Жданов« \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2015 г.  |

# «Схема теплоснабжения Лукашкин-Ярского сельского поселения Александровского района Томской области на период с 2015 года до 2030 года»

# Утверждаемая часть

**ПСТ.УЧ.70-01.002.000**

**Муниципальный контракт № ДД-15-04 от 17.02.2015**

**Разработчик: ООО «ЛАРС Инжиниринг»**

**Томск 2015**

|  |  |
| --- | --- |
|  | УТВЕРЖДАЮГлава Александровского районаТомской области\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.П. Жданов« \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2015 г. |



# «Схема теплоснабжения Лукашкин-Ярского сельского поселения Александровского района Томской области на период с 2015 года до 2030 года»

# Утверждаемая часть

**ПСТ.УЧ.70-01.002.000**

**Муниципальный контракт № ДД-15-04 от 17.02.2015**

**Разработчик: ООО «ЛАРС Инжиниринг»**

**Томск 2015**

Оглавление

[Раздел 1. Показатели перспективного спроса 5](#_Toc418842720)

[1.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии 5](#_Toc418842721)

[1.2. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии 7](#_Toc418842725)

[Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки 11](#_Toc418842729)

[Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя 14](#_Toc418842732)

[Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии 17](#_Toc418842736)

[Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них 19](#_Toc418842741)

[Раздел 6. Перспективные топливные балансы 20](#_Toc418842742)

[6.1. Расчет перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива 20](#_Toc418842743)

[6.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива 22](#_Toc418842746)

[Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение 24](#_Toc418842748)

[7.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей 24](#_Toc418842749)

[7.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности 24](#_Toc418842752)

[7.3 Расчеты эффективности инвестиций 29](#_Toc418842754)

[7.4 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения 29](#_Toc418842755)

[Раздел 8. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации 32](#_Toc418842758)

Перечень таблиц

[Таблица 1.1 – Прогноз прироста строительных фондов, кв. м 6](#_Toc418842777)

[Таблица 1.2 – Прогноз прироста тепловой нагрузки, Гкал/ч 9](#_Toc418842781)

[Таблица 1.3 – Прогноз прироста потребления тепловой энергии, Гкал 10](#_Toc418842782)

[Таблица 2.1 – Перспективные баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной с. Лукашкин Яр 12](#_Toc418842784)

[Таблица 3.1 – перспективные балансы теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр 16](#_Toc418842789)

[Таблица 4.1 – Метрологические характеристики тепловычислителя ВКТ-7 17](#_Toc418842791)

[Таблица 4.2 – Диаметры условных проходов 18](#_Toc418842792)

[Таблица 4.3 – Переходные и минимальные значения расходов 18](#_Toc418842793)

[Таблица 4.4 – Пределы допускаемой относительной погрешности 18](#_Toc418842794)

[Таблица 6.1 – Расчетные расходы топлива для котельной с. Лукашкин Яр 21](#_Toc418842799)

[Таблица 6.2 – нормативный запас аварийного топлива (уголь) на котельной с. Лукашкин Яр 23](#_Toc418842801)

[Таблица 7.1 – Оценка стомости оборудования коммеческого узла учета тепловой энергии 24](#_Toc418842804)

[Таблица 7.1 – Стоимость проктных, монтажных и пуско-наладочных работ 24](#_Toc418842805)

[Таблица 7.3 – Предполагаемые источники инвестиций 28](#_Toc418842807)

[Таблица 7.4 – Оценка тарифных последствий для абонентов котельной с. Лукашкин Яр 31](#_Toc418842811)

[Таблица 8.1 – Реестр изолированных зон деятельности источников тепловой энергии Лукашкин-Ярского СП 33](#_Toc418842813)

[Таблица 8.2 – Зоны деятельности ЕТО МУП «Комсервис» 33](#_Toc418842814)

Перечень рисунков

[Рис. 1.1. Динамика изменения жилого фонда Лукашкин-Ярского СП 5](#_Toc418842888)

[Рис. 1.2. Динамика изменения обеспеченности жильем и численности населения 7](#_Toc418842890)

[Рис. 1.3. Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки 8](#_Toc418842892)

[Рис. 2.1. Баланс располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной с. Лукашкин Яр 13](#_Toc418842897)

[Рис. 3.1. Перспективный баланс теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр 15](#_Toc418842899)

[Рис. 6.1. Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр 20](#_Toc418842910)

[Рис. 7.1. Прогнозный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал 30](#_Toc418842922)

# Раздел 1. Показатели перспективного спроса

### 1.1. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии

Прогноз перспективной застройки Лукашкин-Ярского СП на период до 2030 г. определялся на основании Генерального плана Лукашкин-Ярского СП.

На период до 2020 г. данные по вводу перспективной застройки поселения представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг реализации Генерального плана и, соответственно, мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП». Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2015-2020 гг.), приводится прирост ресурсопотребления для условного 2020 г., в период 2021-2025 гг. – прирост ресурсопотребления за счет новой застройки, введенной в эксплуатацию в данный период и т.д.

Данные о перспективном приросте жилой и общественно-деловой застройки приведены в таблице 1.1.

 Из представленных данных видно, что общий прирост строительных площадей в Лукашкин-Ярском СП составит 0,97 тыс. кв. м, при чем весь вводимый строительный фонд представлен жилыми строениями, в том числе одноэтажными блокированными жилыми домами и индивидуальными жилыми строениями. Динамика изменения жилого фонда поселения в расчетном периоде показана на рис. 1.1.

## Рис. 1.1. Динамика изменения жилого фонда Лукашкин-Ярского СП

## Таблица 1.1 – Прогноз прироста строительных фондов, кв. м

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование района планировки | Категория потребителей | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021-2025 | 2026-2030 | 2015-2030 |
| Лукашкин-Ярское СП | **Всего по селу, в т.ч.** | 0 | 0 | 0 | 0 | 283 | 60 | 630 | 0 | 973 |
| **Жилые строения, в т.ч.** | 0 | 0 | 0 | 0 | 283 | 60 | 630 | 0 | 973 |
| - Многоквартирные жилые дома | 0 | 0 | 0 | 0 | 172 | 0 | 630 | 0 | 802 |
| - ИЖС | 0 | 0 | 0 | 0 | 111 | 60 | 0 | 0 | 171 |
| **Административно-деловые строения, в т.ч.** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - Бюджетные организации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - Прочие организации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Промышленные строения** | 0 | 0 | 0 | 0 | 283 | 60 | 630 | 0 | 973 |

 Динамика изменения обеспеченности жильем и численности населения Лукашкин-Ярского СП показана на рис. 1.2.

## Рис. 1.2. Динамика изменения обеспеченности жильем и численности населения

 Из рис. 1.1 и 1.2. следует, что прогнозный прирост жилого фонда в период 2019–2025 гг составит 11,2 % по отношению к уровню 2015 года. Весь прогнозный прирост жилых строений представлен одноэтажными жилыми строениями.

 Из таблицы 1.1 следует, что строительство помещений общественно-делового назначения в с. Лукашкин Яр не прогнозируется.

### 1.2. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Прогноз прироста тепловых нагрузок по Лукашкин-Ярскому сельскому поселению сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2030 г., аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен территориально-распределенным способом – для каждой из зон планировки. Для объектов общественно-делового назначения, административных учреждений и промышленных комплексов, перспективные тепловые нагрузки до 2030 года определялись в соответствии с СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированное издание СНиП 23-02-2003».

Значения прироста тепловой нагрузки в Лукашкин-Ярском СП приведены в таблице 1.2. Значения прироста потребления тепловой энергии приведены в таблице 1.3.

Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам нагрузки приведено на рис. 1.2.

## Рис. 1.3. Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки

## Таблица 1.2 – Прогноз прироста тепловой нагрузки, Гкал/ч

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория потребителей | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. |
| **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** |
| **Всего по селу, в т.ч.** | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0186 | 0,0031 | 0,0218 |
| **Жилые строения, в т.ч.** | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0186 | 0,0031 | 0,0218 |
| - Многоквартирные жилые дома | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0113 | 0,0019 | 0,0132 |
| - ИЖС | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0073 | 0,0012 | 0,0085 |
| **Административно-деловые строения, в т.ч.** | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| - Бюджетные организации | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| - Прочие организации | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| **Промышленные строения** | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0186 | 0,0031 | 0,0218 |
|  | **2020** | **2015-2020** | **2021-2025** | **2026-2030** | **2015-2030** |
| **Всего по селу, в т.ч.** | 0,0040 | 0,0007 | 0,0046 | 0,0226 | 0,0038 | 0,0264 | 0,0415 | 0,0070 | 0,0485 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0641 | 0,0108 | 0,0749 |
| **Жилые строения, в т.ч.** | 0,0040 | 0,0007 | 0,0046 | 0,0113 | 0,0019 | 0,0132 | 0,0415 | 0,0070 | 0,0485 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0641 | 0,0108 | 0,0749 |
| - Многоквартирные жилые дома | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0113 | 0,0019 | 0,0132 | 0,0415 | 0,0070 | 0,0485 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0528 | 0,0089 | 0,0617 |
| - ИЖС | 0,0040 | 0,0007 | 0,0046 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0113 | 0,0019 | 0,0132 |
| **Административно-деловые строения, в т.ч.** | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| - Бюджетные организации | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| - Прочие организации | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| **Промышленные строения** | 0,0040 | 0,0007 | 0,0046 | 0,0226 | 0,0038 | 0,0264 | 0,0415 | 0,0070 | 0,0485 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0641 | 0,0108 | 0,0749 |

##

## Таблица 1.3 – Прогноз прироста потребления тепловой энергии, Гкал

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория потребителей | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. | Отоп. | ГВС | Сум. |
| **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** |
| **Всего по селу, в т.ч.** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52,77 | 2,16 | 54,93 |
| **Жилые строения, в т.ч.** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 52,77 | 2,16 | 54,93 |
| - Многоквартирные жилые дома | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 32,07 | 1,31 | 33,39 |
| - ИЖС | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 20,70 | 0,85 | 21,55 |
| **Административно-деловые строения, в т.ч.** | 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 | 0,00 |
| - Бюджетные организации | 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 | 0,00 |
| - Прочие организации | 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 | 0,00 |
| **Промышленные строения** | 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 | 0,00 |
|  | **2020** | **2015-2020** | **2021-2025** | **2026-2030** | **2015-2030** |
| **Всего по селу, в т.ч.** | 11,19 | 0,46 | 11,65 | 63,96 | 2,62 | 66,58 | 117,48 | 4,80 | 122,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 181,45 | 7,42 | 188,87 |
| **Жилые строения, в т.ч.** | 11,19 | 0,46 | 11,65 | 32,07 | 1,31 | 33,39 | 117,48 | 4,80 | 122,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 181,45 | 7,42 | 188,87 |
| - Многоквартирные жилые дома | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 31,89 | 1,30 | 33,19 | 117,48 | 4,80 | 122,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 149,56 | 6,12 | 155,67 |
| - ИЖС | 11,19 | 0,46 | 11,65 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 31,89 | 1,30 | 33,19 |
| **Административно-деловые строения, в т.ч.** | 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 | 0,00 |
| - Бюджетные организации | 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 | 0,00 |
| - Прочие организации | 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 | 0,00 |
| **Промышленные строения** | 11,19 | 0,46 | 11,65 | 63,96 | 2,62 | 66,58 | 117,48 | 4,80 | 122,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 181,45 | 7,42 | 188,87 |

# Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с пунктом 39 Постановления Правительства РФ от 22.02.12 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Перспективные балансы составлены для существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии – котельных Лукашкин-Ярского СП. Балансы определены на конец каждого рассматриваемого этапа, т.е. баланс на 2015 год определен по состоянию на 31.12.2015 г. и т.д.

В установленных зонах действия котельных определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Разделе 1 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Сехеме теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП до 2029 г.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по отдельным источникам теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП были определены с учетом следующего соотношения:

,

где *Q*р гв – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в воде, Гкал/ч;

*Q*сн гв – затраты тепловой мощности на собственные нужды станции, Гкал/ч;

*Q*пот тс *–* потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления, Гкал/ч;

$Q\_{факт}^{14}$ – фактическая тепловая нагрузка в 2014 г;

$Q\_{прирост}$ *–* прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет изменения зоны действия и нового строительства объектов жилого и нежилого фонда, Гкал/ч;

$Q\_{рез}$*–* резерв источника тепловой энергии в горячей воде, Гкал/ч.

Для котельной с. Лукашкин Яр прогноз теплового баланса выполнен исходя из того, что для объектов перспективной застройки, приведенных в Разделе 1, планируется индивидуельное отопление.

Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной с. Лукашкин Яр приведены в таблице 2.1.

## Таблица 2.1 – Перспективные баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование параметра** | **Ед. изм.** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| Установленная тепловая мощность в горячей воде | Гкал/ч | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 | 0,6800 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды | Гкал/ч | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 | 0,0037 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 | 0,6763 |
| Полезная тепловая нагрузка, в т.ч. | Гкал/ч | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 |
|  - на нужды отопления и вентиляции | Гкал/ч | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 | 0,2000 |
|  - на нужды ГВС | Гкал/ч | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| Потери тепловой энергии | Гкал/ч | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 | 0,0345 |
| Резерв (+)/ Дефицит (-)тепловой мощности | Гкал/ч | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 | 0,4418 |

## Рис. 2.1. Баланс располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной с. Лукашкин Яр

Из табл. 2.1 и рис. 2.1 видно, что на котельной с. Лукашкин Яр на протяжении всего расчетного периода сохраняется резерв тепловой мощности, т.к. подключение новых абонентов в зонах деятельности указанных источников не запланировано.

# Раздел 3. Перспективные балансы теплоносителя

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» обосновывающих материалов разрабатывается в соответствии с пунктом 40 постановления №154 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

 Согласно пункту 40 постановления необходимо:

- выполнить расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии;

- выполнить сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя за последний отчетный период всех зон действия источников тепловой энергии. В случае выявления сверхнормативных затрат сетевой воды необходимо разработать мероприятия по снижению потерь теплоносителя до нормированных показателей;

- учесть прогнозные сроки по переводу систем горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую и изменение в связи с этим затрат сетевой воды на нужды горячего водоснабжения;

- предусмотреть аварийную подпитку тепловых сетей.

Определение нормативных потерь теплоносителя в тепловой сети выполняется в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

– в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

– в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Перспективные балансы теплоносителя приведены в таблице 3.1.

На рис. 3.1 показана динамика изменения баланса теплоносителя на котельной с. Лукашкин Яр.

## Рис. 3.1. Перспективный баланс теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр

# Из таблицы 3.1 и рис. 3.1 следует, что увеличение расходов теплоносителя в течение 2015-2030 гг не прогнозируется, т.к. подключение новых абонентов не запланировано.

## Таблица 3.1 – перспективные балансы теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Ед. изм. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2025 | 2030 |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | м3/ч | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 |
| - Расход теплоносителя на нужды ГВС | м3/ч | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| - Нормативные утечки | м3/ч | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 | 0,0023 |
| Собственные нужды ВПУ | м3/ч | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 | 0,0010 |
| Располагемая производительность водоподготовительной установки, в т.ч. | м3/ч | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 | 0,0032 |
| Аварийная подпитка тепловой сети | м3/ч | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 | 0,0181 |

##

# Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Существующая котельная Лукашкин-Ярского СП построена в 2004 году, проведенное энеретическое обследование котельной показало, что работа котельных агрегатов эффективна, требуется установка приборов учета тепловой энергии, а также текущее обслуживание оборудования котельной. На котельной планируется установка теплосчетчика типа ТСК-7 в составе:

* Вычислитель количества теплоты типа ВКТ-7;
* Преобрзавоатель расхода электромагнитный типа ПРЭМ;
* Комплект термопреобразователей сопротивления типа КТСПР.

Вычислитель количества теплоты ВКТ-7 предназначен для измерений и регистрации параметров потока теплоносителя (горячей и холодной воды) и количества теплоты (тепловой энергии), а также количества других измеряемых сред. ВКТ-7 обеспечивает измерения тепловой энергии по одному или двум тепловым вводам (ТВ1 и ТВ2), представленными закрытой и/или открытой водяными системами теплопотребления.

ВКТ-7 имеет встроенный последовательный интерфейс RS232 (RS485 по отдельному заказу) для связи с внешними устройствами: компьютер (ПК), модем, накопительный пульт (НП), принтер.

 Метрологические характеристики тепловычислителя в рабочих условиях приведены в таблице 4.1.

## Таблица 4.1 – Метрологические характеристики тепловычислителя ВКТ-7

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Величина | Диапазон | Пределы погрешности | Погрешность |
| Тепловая энергия, ГДж | 0 – 107 |  | относительная |
| Масса теплоносителя, т | 0 – 108 |  | относительная |
| Объем теплоносителя, м3Количество измеряемой среды | 0 – 108 |  1 ед. мл. р. | абсолютная |
| Средний объемный расход, м3/ч | 0 – 106 |  | относительная |
| Температура теплоносителя, °СТемпература воздуха, °С | 0 – 180-50 – +130 |  | абсолютная |
| Разность температур, °С | 2 – 180 |  | абсолютная |
| Избыточное давление, МПа | 0 – 1,6 |  | приведенная |

Преобразователи расхода электромагнитные ПРЭМ предназначены для преобразования объемного расхода и объема электропроводных жидкостей в их показания, регистрации и представления результатов измерений на внешние устройства.

 Преобразователи могут иметь следующие выходные сигналы:

1. один или два импульсных сигнала, формируемых дискретным изменением сопротивления выходной цепи при прохождении через преобразователь (в одном или в двух направлениях потока) заданного объема измеряемой среды или при наличии диагностируемого события;
2. токовый сигнал в диапазоне изменения тока (4-20) мА, пропорциональный измеренному расходу;
3. цифровой сигнал в стандарте интерфейсов RS-232, RS-485, несущий информацию о результатах измерений и диагностики.

Диаметры условных проходов (Ду) преобразователей и соответствующие им максимальные значения расходов (Qmaх), независимо от направления потока измеряемой среды, соответствуют значениям, приведенным в таблице 4.2.

## Таблица 4.2 – Диаметры условных проходов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ду | 20 | 32 | 40 | 50 | 65 | 80 | 100 | 150 |
| Qmax | 12 | 30 | 45 | 72 | 120 | 180 | 280 | 630 |

Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании расхода и объема в импульсный и цифровой сигналы, а также при представлении измеряемых величин посредством табло, в зависимости от диапазона измерений, соответствуют значениям, указанным в таблице 4.3.

## Таблица 4.3 – Переходные и минимальные значения расходов

|  |  |
| --- | --- |
| Класс | Значения расхода при направлении потока измеряемой среды |
| обратном | прямом | обратном | прямом | прямом и обратном |
| Qоmin | Qпn | Qо2 | Qп | 1 |
| В1 | – | Qmax1/625 | Qmax1/150 | Qmax1/450 | Qmax1/100 |
| С1 | – | Qmax1/625 | Qmax1/150 | Qmax1/250 | Qmax1/100 |
| D | Qmax1/375 | Qmax1/375 | Qmax1/150 | Qmax1/150 | Qmax1/100 |

## Таблица 4.4 – Пределы допускаемой относительной погрешности

|  |  |
| --- | --- |
| Класс | Пределы погрешности в диапазоне измерений расхода, % |
|  |  |  |
| В1, С1, D |  |  |  |

Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании измеренных значений расхода в сигнал постоянного тока при сопротивлении нагрузки не более 500 Ом составляют ± 0,2 %.

# Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

Тепловые сети построены в 2004 году, расчетный срок достижения паркового ресурса ожидается в 2029 году. Подключение новых абонентов к системе теплоснабжения не запланировано. На основании выше сказанного мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей не запланированы. На перспективу до 2030 года в ходе актуализации Схемы теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП возможно внесение изменений в план мероприятий.

Для повышения энергетической эффективности работы системы теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП планируется установка приборов учета тепловой энергии в объектах бюджетной сферы.

# Раздел 6. Перспективные топливные балансы

## 6.1. Расчет перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива

 Расчет потребности в топливе для котельных Лукашкин-Ярского СП приведены в таблице 6.1.

Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр показана на рис. 6.1.

## Рис. 6.1. Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр

Удельные расходы топлива на котельной остаются постоянными вследствие неизменности структуры основного оборудования.

## Таблица 6.1 – Расчетные расходы топлива для котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Ед. изм.** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| Отпуск тепловой энергии | Гкал | 671,70 | 671,70 | 671,70 | 671,70 | 671,70 | 671,70 | 671,70 | 671,70 |
| Максимальная присоединенная нагрузка | Гкал/ч | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 |
| УРУТ | кг у.т./Гкал | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 |
| Калорийность топлива | ккал/м3 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 |
| Топливный эквивалент | -- | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 | 0,7719 |
| Удельный расход натурального топлива | кг/Гкал(м3/Гкал) | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 |
| КПД котлоагрегатов | % | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 |
| Максимальный часовой расход условного топлива | кг у.т./час | 95,53 | 95,53 | 95,53 | 95,53 | 95,53 | 95,53 | 95,53 | 95,53 |
| Максимальный часовой расход натурального топлива | кг/час | 123,76 | 123,76 | 123,76 | 123,76 | 123,76 | 123,76 | 123,76 | 123,76 |
| Годовой расход условного топлива | т у.т. | 223,00 | 223,00 | 223,00 | 223,00 | 223,00 | 223,00 | 223,00 | 223,00 |
| Годовой расход натурального топлива | т | 288,92 | 288,92 | 288,92 | 288,92 | 288,92 | 288,92 | 288,92 | 288,92 |

Из таблицы 6.1 видно, что величина выработкы тепловой энергии на котельной с. Лукашкин Яр сохраняется на уровне 2015 года в связи с тем, что подключение новых абонентов не запланировано.

## 6.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Расчет нормативного запаса топлива на тепловых электростанция регламентирован приказом Министерства энергетики Российской Федерации №66 от 04.09.2008 (с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России №377 от 10 августа 2012 года) "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях".

В приказе определены три вида нормативов запаса топлива:

- Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ);

- Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ);

- Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ).

Общий нормативный запас топлива определяется суммой неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива.

ННЗТ создается на электростанциях организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ восстанавливается в утвержденном размере после прекращения действий по сохранению режима "выживания" электростанций организаций электроэнергетики, а для отопительных котельных - после ликвидации последствий непредвиденных обстоятельств.

ННЗТ определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

В расчете ННЗТ также учитываются следующие объекты:

- объекты социально значимых категорий потребителей – в размере максимальной тепловой нагрузки за вычетом тепловой нагрузки горячего водоснабжения;

- центральные тепловые пункты, насосные станции, собственные нужды источников тепловой энергии в осенне-зимний период.

Для котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу. Расчет неснижаемого замаса топллива выполняется по суточному расходу топлива самого холодного месяца и количеству суток:



где – среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце (январь, средняя температура -21,5 °С), Гкал/сутки; - расчетный норматив удельного расхода условного топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца (при работе в режиме «выживания»), кг у.т./Гкал; Т – длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, при доставке жидкого топлива автотранспортом на 5-х суточный расход самого холодного месяца года соответственно. Данные о неснижаемых запасах топлива приведены в таблице 6.2.


## Таблица 6.2 – нормативный запас аварийного топлива (уголь) на котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Ед. изм.** | **2015** | **2016** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2025** | **2030** |
| Максимальная часовая нагрузка | Гкал/ч | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 | 0,2345 |
| Среднесуточный отпуск | Гкал/сутки | 3,71 | 3,71 | 3,71 | 3,71 | 3,71 | 3,71 | 3,71 | 3,71 |
| Теплота сгорания топлива | ккал/кг | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 | 5403 |
| Расчетный период | сут. | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| УРУТ | кг у.т./Гкал | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 | 332 |
| Топливный эквивалент | -- | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 | 0,77 |
| Удельный расход натурального топлива | кг/Гкал | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 | 430,13 |
| КПД котлоагрегатов | % | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 | 81,50 |
| Неснижаемый запас | т | 13,70 | 13,70 | 13,70 | 13,70 | 13,70 | 13,70 | 13,70 | 13,70 |

#

# Раздел 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

**7.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Стоимость оборудования коммерческого узла учета тепловой энергии приведена в таблице 7.1.

# Таблица 7.1 – Оценка стомости оборудования коммеческого узла учета тепловой энергии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Количество, ед. | Цена, руб./ед. | Стоимость, руб. |
| Вычислитель количества теплоты типа ВКТ-7-03 | 1 | 12000 | 12000 |
| Комплект гермопроводов для ВКТ-7 | 1 | 400 | 400 |
| Встроенный интерфейс RS-485 к ВКТ-7 | 1 | 2000 | 2000 |
| Сетевой блок питания ВКТ-7 | 1 | 1500 | 1500 |
| Преобразователь расхода фланцевый ПРЭМ, Dу=40 мм, класс B | 2 | 22000 | 44000 |
| Монтажный комплект для ПРЭМ (шпильки/болт, гайки, шайбы, фланцы) | 2 | 1500 | 3000 |
| Комплект термопреобразователей сопротивления | 1 | 2000 | 2000 |
| Шкаф узла учета тепла для ВКТ-7-03 | 1 | 5700 | 5000 |
| Итого оборудование узла учета |  |  | 70000 |

Стоимость работ установке коммерческого узла учета тепловой энергии приведена в таблице 7.1.

# Таблица 7.1 – Стоимость проктных, монтажных и пуско-наладочных работ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование оборудования | Стоимость, руб. |
| Стоимость разработки проектно-сметной документации | 30000 |
| Монтажные и пуско-наладочные работы | 40000 |
| Итого | 70000 |

 Таким образом, стоимость установки коммерческого узла учета тепловой энергии ориенировочно составит 140 тыс. руб. Установку узлов учета на объектах социальной сферы планируется выполнить в 2016 году.

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

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных групп источников: бюджетных и внебюджетных.

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 и модернизации фирм, вследствие того, что этот фонд на поверку является чисто учетным, «бумажным». 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.

*Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию.*

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении», органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

* тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;
* тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность),
* поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;
* тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
* тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
* плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
* плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии со ст.23 закона, «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов», п.2, развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п.4, реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст.10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)», п.8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций. В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Правилами утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.

Правила утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения должны быть утверждены Правительством Российской Федерации, однако в настоящее время существует только проект постановления Правительства РФ.

Проект Правил содержит следующие важные положения:

1. Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

1. Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с органами местного самоуправления поселений, городских округов.
2. В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схемах теплоснабжения соответствующих поселений, городских округов.
3. Инвестиционная программа составляется по форме, утверждаемой федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

Относительно порядка утверждения инвестиционной программы указано, что орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации:

* обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация не приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на территории субъекта РФ;
* обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), но при этом сокращение инвестиционной программы приводит к сохранению неудовлетворительного состояния надежности и качества теплоснабжения, или ухудшению данного состояния;

- вправе отказать в согласовании инвестиционной программы в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), при этом отсутствуют обстоятельства, указанные в предыдущем пункте.

До принятия всех необходимых подзаконных актов к Федеральному Закону РФ № 190-ФЗ, решение об учете инвестиционных программ и проектов при расчете процента повышения тарифа на тепловую энергию принимается ФСТ РФ.

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Программы из средств федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.02.2010 № 102-р была утверждена Концепция федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы».

На основании Концепции Минрегионом РФ разработан проект федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2013-2015 годы».

Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения.

Для достижения поставленной цели к 2015 г. должны быть решены следующие задачи:

1 Увеличение объема привлечения частных инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство.

2 Повышение эффективности деятельности организаций тепло-, водо-снабжения, водоотведения, очистки сточных вод и организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов, используемых для утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов.

Для реализации поставленных задач за счет средств федерального бюджета будут предоставляться субсидии бюджетам субъектов РФ на возмещение части затрат на уплату процентов по долгосрочным кредитам, полученным в кредитных организациях организациями коммунального хозяйства.

Субсидии региональным бюджетам предоставляются в размере одной второй ставки рефинансирования Центрального банка РФ от суммы кредитов, полученных организациями коммунального хозяйства на осуществление мероприятий, предусмотренных региональными программами комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры.

Субъектом Российской Федерации предоставляются субсидии организациям коммунального хозяйства в рамках мероприятий, предусмотренных региональными программами строительства, реконструкции и (или) модернизации системы коммунальной инфраструктуры. Региональная программа создается на основе утвержденных в установленном порядке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований.

Отбор региональных программ, на поддержку мероприятий которых предусматривается выделение средств федерального бюджета, будет осуществляться ежегодно в 2013-2015 годах Минрегионом России в соответствии с порядком и условиями отбора региональной программы для целей реализации Программы, утверждаемыми Минрегионом России.

В России также принята и реализуется Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 2446-р.

Целями Программы являются:

1.Снижение за счет реализации мероприятий Программы энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации на 13,5 %, что в совокупности с другими факторами позволит обеспечить решение задачи по снижению энергоемкости валового внутреннего продукта на 40 процентов в 2007-2020 годах.

* 1. Формирование в России энергоэффективного общества.

В рамках Программы реализуются 9 подпрограмм, в том числе: «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электроэнергетике»; «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры».

Основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры включают:

* введение управления системами централизованного теплоснабжения поселений через единого теплового диспетчера;
* повышение качества теплоснабжения, введение показателей качества тепловой энергии, режимов теплопотребления и условий осуществления контроля их соблюдения как со стороны потребителей, так и со стороны энергоснабжающих организаций с установлением размера санкций за их нарушение;

- обеспечение системного подхода при оптимизации работы систем централизованного теплоснабжения путем реализации комплексных мероприятий не только в тепловых сетях (наладка, регулировка, оптимизация гидравлического режима), но и в системах теплопотребления непосредственно в зданиях (утепление строительной части зданий, проведение работ по устранению дефектов проекта и монтажа систем отопления);

- проведение обязательных энергетических обследований теплоснабжающих организаций и организаций коммунального комплекса;

- реализация типового проекта «Эффективная генерация», направленного на модернизацию и реконструкцию котельных, ликвидацию неэффективно работающих котельных и передачу тепловой нагрузки на эффективную когенерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла;

- реализация типового проекта «Надежные сети», включающего мероприятия по модернизации и реконструкции тепловых сетей с применением новейших технологий.

Достижение целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры планируется с учетом реализации мероприятий, предусмотренных Концепцией федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы».

В таблице 7.3 представлены предполагаемые источники инвестиций по каждому мероприятию.

# Таблица 7.3 – Предполагаемые источники инвестиций

| № п/п | Мероприятия | Предполагаемый источник финансирования |
| --- | --- | --- |
| Сумма, млн. руб. | Источник финансирования |
| 1 | Установка коммерческих узлов учета тепловой энергии на объектах:- Школа- Детский сад- Клуб- Администрация  | 0,1400,1400,1400,140 | Консолидированный бюджет\* |
|  | Итого | 0,560 |  |

\*В отношении мероприятий целевых программ, по которым осуществляется финансирование объектов капитального строительства, средства распределяются следующим образом:

- областные программы (95% - областной, 5% - местный);

- федеральные ( федеральные - 67%, областной - 19,%%, местный - 13,%).

## 7.3 Расчеты эффективности инвестиций

Экономический эффект от внедрения узла учёта тепловой энергии зависит от специфики каждого конкретного предприятия и достигается за счет повышения точности измерений, правильного выбора алгоритмов и методик пересчета, одновременности снятия показаний с точной привязкой по времени и др. мер, которые принимаются на основании получаемой информации.

Внедрение автоматизированной системы учёта энергоресурсов позволяет учитывать фактическое потребление энергоресурсов, а не рассчитывать по нормативам потребления. Экономический эффект в этом случае будет достигаться за расчета с теплоснабжающей организацией по данным, полученным от теплосчетчика, а не по нормативам потребления. Анализ результатов внедрения узлов учета тепловой энергии показывает, что фактический объем потребления тепловой энергии меньше нормативного на 10–30 %. Однако, возможны случаим фактического превышения нормативного теплопотребления. Для определения экономической эффективности принят средний показатель в 20 %. Срок окупаемости внедрения узла учета теповой энергии определяется соотношением:



где *K* – капитальные затраты на внедрение узла учета тепловой энергии, тыс. руб.;

*ЗТ* – снижение затрат на оплату тепловой энергии, тыс. руб.;

*ЗР* – затраты на обслуживание узла учета, тыс. руб.

 Капитальные затраты на внедрение узла учета тепловой энергии составляю 560 тыс. руб. (табл. 8.3). Снижение затрат на оплату тепловой энергии при текущем тарифе 4121 руб./Гкал и годовом потреблении тепловой энергии объектами (табл. 7.3) составит:

 тыс. руб.

 Ежемесячные затраты на обслуживание приборов учета составляют, в среднем, 1800 руб. в мес. Таким образом, годовые затраты на обслуживание узла учета составят:

 тыс. руб.

Срок окупаемости:

года.

## 7.4 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Расчет ценовых последствий для потребителей заключается в определении тарифа на тепловую энергию с учетом затрат на реализацю мероприятий, приведенных в Разделе 4. Т.к. мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей не планируются, изменение затрат на производство и передачу тепловой энергии прогнозируется исходя из применения индекса потребительских цен, установленного Приказом Минэкономразвития № 21790 ак/доз от 05.10.2011 г. Величины расходов на производство тепловой энергии определены исходя из информации, подлежащей раскрытию (<http://rec.tomsk.gov.ru/map.html>).

Изменение расчетного тарифа на тепловую энергию показано на рис. 7.1.

## Рис. 7.1. Прогнозный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал

В связи с тем, что экономически обоснованный тариф на протяжении всего рассматриваемого периода превышает тариф, определенный по предельному индексу роста, для его утверждения необходимо специальное положение Администрации Томской области. В случае установления величины тарифа, равной предельно допустимому росту, для эксплуатирующей орагнизации возможны убытки.

# Таблица 7.4 – Оценка тарифных последствий для абонентов котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Ед.изм. | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2030 |
| Затраты на топливо | Тыс. руб. | 1 198,91 | 1 256,46 | 1 321,16 | 1 380,20 | 1 435,86 | 1 486,70 | 1 536,01 | 1 583,53 | 1 629,71 | 1 674,57 | 1 718,53 | 1 914,23 |
| Затраты на электроэнергию | Тыс. руб. | 318,03 | 333,30 | 350,46 | 366,13 | 380,89 | 394,38 | 407,46 | 420,06 | 432,31 | 444,21 | 455,87 | 507,79 |
| Вода на технологические нужды (ХОВ) | Тыс. руб. | 2,21 | 2,31 | 2,43 | 2,54 | 2,64 | 2,73 | 2,82 | 2,91 | 3,00 | 3,08 | 3,16 | 3,52 |
| Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды производственного персонала  | Тыс. руб. | 946,38 | 991,81 | 1 042,88 | 1 089,49 | 1 133,43 | 1 173,56 | 1 212,48 | 1 249,99 | 1 286,44 | 1 321,86 | 1 356,56 | 1 511,04 |
| Прочие затраты | Тыс. руб. | 779,21 | 816,61 | 858,66 | 897,04 | 933,21 | 966,25 | 998,30 | 1 029,18 | 1 059,19 | 1 088,35 | 1 116,93 | 1 244,11 |
| Итого затраты на тепловую энергию | Тыс. руб. | 3 244,74 | 3 400,48 | 3 575,58 | 3 735,40 | 3 886,02 | 4 023,62 | 4 157,07 | 4 285,69 | 4 410,65 | 4 532,08 | 4 651,05 | 5 180,68 |
| Рентабельность | Тыс. руб. | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| Выручка | Тыс. руб. | 3 247,98 | 3 403,89 | 3 579,16 | 3 739,13 | 3 889,91 | 4 027,65 | 4 161,23 | 4 289,97 | 4 415,06 | 4 536,61 | 4 655,71 | 5 185,87 |
| Затраты на собственное потребление | Тыс. руб. | 21,2 | 22,2 | 23,3 | 24,4 | 25,3 | 26,2 | 27,1 | 28,0 | 28,8 | 29,6 | 30,3 | 33,8 |
| Отпуск на коллекторе | Гкал | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 | 671,7 |
| Индекс потребительских цен | % | 104,7 | 104,8 | 105,1 | 104,5 | 104,0 | 103,5 | 103,3 | 103,1 | 102,9 | 102,8 | 102,6 | 102,5 |
| Полезный отпуск всего, в том числе: | Гкал | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 | 594,5 |
| собственное потребление | Гкал | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 4,6 |
| сторонние потребители | Гкал | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 | 589,9 |
| Экономически обоснованный тариф | Руб./Гкал | 5 506,0 | 5 770,3 | 6 067,4 | 6 338,6 | 6 594,2 | 6 827,7 | 7 054,1 | 7 272,4 | 7 484,4 | 7 690,5 | 7 892,4 | 8 791,1 |
| Индекс-дефлятор | % | 105,8 | 106,1 | 106,1 | 104,1 | 103,7 | 103,4 | 103,4 | 103,3 | 103,1 | 103,0 | 103,0 | 102,4 |
| Тариф с учетом индекс-дефлятора | Руб./Гкал | 4402,68 | 4671,24 | 4955,59 | 5159,66 | 5350,57 | 5531,72 | 5722,04 | 5909,55 | 6095,35 | 6279,20 | 6466,18 | 7385,65 |

# Раздел 8. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. № 190 «О теплоснабжении».

 В соответствии со ст. 2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация для городов и поселений с численностью населения менее пятисот тысяч человек определяется в схеме теплоснабжения органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

 В соответствии с пунктом 4 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в схеме теплоснабжения должен быть проработан раздел, содержащий обоснования решения по определению единой теплоснабжающей организации, который должен содержать обоснование соответствия предлагаемой к определению в качестве единой теплоснабжающей организации критериям единой теплоснабжающей организации, установленным в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством РФ.

 Согласно п.7 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

* владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
* размер собственного капитала;
* способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

По ПП РФ № 808 под рабочей тепловой мощностью понимается средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Емкостью тепловых сетей называется произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения тепловых сетей.

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

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ разрабатываются:

* реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах поселения, городского округа;
* реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предполагаемых к строительству) источников тепловой энергии;
* реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определенных в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП.

Реестр существующих зон деятельности источников тепловой энергии на территории Лукашкин-Ярского СП приведен в таблице 8.1.

# Таблица 8.1 – Реестр изолированных зон деятельности источников тепловой энергии Лукашкин-Ярского СП

| Код зоны деятельности | Энергоисточники в зоне деятельности | Ведомственная принадлежность | Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч | Емкость тепловых сетей, м3 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 01 | Котельная с. Лукашкин Яр | МУП «Комсервис» | 0,68 | 0,91 |

Подключение новых абонентов к источникам в зоне деятельности 01 не запланировано, поэтому изменение зоны деятельности источника тепловой энергии не прогнозируется, описание зон деятельности дано в Части 4 Главы 1 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП. Таким образом, на территории Лукашкин-Ярского СП выделена 1 изолированная зона деятельности источников тепловой энергии.

 Все котельные и тепловые сети в выделенных зонах являются муниципальными. Источником и тепловыми сетями в зоне деятельности 01 на правах хозяйственного ведения владеет МУП «Комсервис».

 На основании п. 8 Постановления № 808 от 08.08.12 определить Единую теплоснабжающую организацию –МУП «Комсервис» – в следующих зонах деятельности, указанных в таблице 8.2.

# Таблица 8.2 – Зоны деятельности ЕТО МУП «Комсервис»

| Код зоны деятельности | Существующая теплоснабжающая организация | Источники тепловой энергии в зоне деятельности | Основание для присвоения ЕТО |
| --- | --- | --- | --- |
| 01 | МУП «Комсервис» | Котельная МУП «Комсервис» | Владение на правах хозяйственного ведения источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в выделенных зонах |

Таким образом, на территории Лукашкин-Ярского СП для одной изолированной зоны деятельности источников определена одна единые теплоснабжающие организации.