|  |  |
| --- | --- |
| 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»

# Обосновывающие материалы

**ПСТ.ОМ.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»

# Обосновывающие материалы

**ПСТ.ОМ.70-01.002.000**

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

**Разработчик: ООО «ЛАРС Инжиниринг»**

**Томск 2015**

Оглавление

[Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения 9](#_Toc418627355)

[Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения 9](#_Toc418627356)

[Часть 2. Источники тепловой энергии 10](#_Toc418627359)

[1.2.1. Структура основного оборудования 10](#_Toc418627360)

[1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности 11](#_Toc418627362)

[1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности 11](#_Toc418627364)

[1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто 12](#_Toc418627366)

[1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию основного оборудования источников тепловой энергии, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 12](#_Toc418627368)

[1.2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя 12](#_Toc418627370)

[1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования 13](#_Toc418627372)

[1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 14](#_Toc418627374)

[1.2.9. Статистика отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии 14](#_Toc418627375)

[1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 14](#_Toc418627376)

[Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты 14](#_Toc418627377)

[1.3.1. Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии 14](#_Toc418627378)

[1.3.2. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки 15](#_Toc418627379)

[1.3.3. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 15](#_Toc418627382)

[1.3.4. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 16](#_Toc418627384)

[1.3.5. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики 16](#_Toc418627385)

[1.3.6. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 17](#_Toc418627387)

[1.3.7. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 17](#_Toc418627388)

[1.3.8. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 17](#_Toc418627389)

[1.3.9. Описание периодичности проведения испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 18](#_Toc418627390)

[1.3.10. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 18](#_Toc418627391)

[1.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 18](#_Toc418627392)

[1.3.12. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя 18](#_Toc418627393)

[1.3.13. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 18](#_Toc418627394)

[1.3.14. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 18](#_Toc418627395)

[1.3.15. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 18](#_Toc418627396)

[1.3.16. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию 19](#_Toc418627397)

[Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии 19](#_Toc418627398)

[Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии 20](#_Toc418627401)

[1.5.1. Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха и за отопительный период в зонах действия источника тепловой энергии 20](#_Toc418627402)

[1.5.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 21](#_Toc418627405)

[Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 22](#_Toc418627408)

[Часть 7. Балансы теплоносителя 23](#_Toc418627411)

[Часть 8. Топливные балансы 24](#_Toc418627413)

[1.8.1. Описание видов и количества используемого основного и резервного топлива для каждого источника тепловой энергии 24](#_Toc418627414)

[1.8.2. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха 24](#_Toc418627416)

[Часть 9. Надежность теплоснабжения 25](#_Toc418627417)

[1.9.1. Анализ аварийных отключений потребителей 25](#_Toc418627418)

[1.9.2. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений 25](#_Toc418627419)

[Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций 25](#_Toc418627420)

[Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 25](#_Toc418627422)

[Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения 26](#_Toc418627424)

[Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения 27](#_Toc418627425)

[2.1.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения 27](#_Toc418627426)

[2.1.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии 27](#_Toc418627427)

[2.1.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплопотребления 29](#_Toc418627431)

[2.1.4. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии 30](#_Toc418627433)

[2.1.5. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально-значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию 33](#_Toc418627437)

[2.1.6. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные контракты теплоснабжения 33](#_Toc418627438)

[Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки 35](#_Toc418627439)

[Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотреблеяющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах 37](#_Toc418627442)

[Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии 40](#_Toc418627446)

[Глава 6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них 41](#_Toc418627451)

[Глава 7. Перспективные топливные балансы 42](#_Toc418627452)

[7.1. Расчет перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива 42](#_Toc418627453)

[7.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива 44](#_Toc418627456)

[Глава 8. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение 46](#_Toc418627458)

[8.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей 46](#_Toc418627459)

[8.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности 46](#_Toc418627460)

[8.3 Расчеты эффективности инвестиций 51](#_Toc418627462)

[8.5 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения 51](#_Toc418627463)

[Глава 9. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации 54](#_Toc418627466)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «Результаты гидравлических расчетов» 56](#_Toc418627475)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2 «Тепловые нагрузки потребителей» 58](#_Toc418627476)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 «Схема тепловых сетей котельной с. Лукашкин Яр»

Перечень таблиц

[Таблица 1.1 – Структура основного и вспомогательного оборудования котельной с. Лукашкин Яр 11](#_Toc418628276)

[Таблица 1.2 – Параметры тепловой мощности основного оборудования котельных Лукашкин-Ярского СП 11](#_Toc418628278)

[Таблица 1.3 – Параметры располагаемой тепловой мощности 11](#_Toc418628280)

[Таблица 1.4 – Параметры тепловой мощности нетто 12](#_Toc418628282)

[Таблица 1.5 – Сведения о вводе оборудования в эксплуатацию 12](#_Toc418628284)

[Таблица 1.6 – Параметры тепловых сетей котельной с. Лукашкин Яр 15](#_Toc418628296)

[Таблица 1.7 – Температурный график отпуска тепловой энергии 16](#_Toc418628298)

[Таблица 1.8 – Удельные материальные характеристики тепловых сетей 19](#_Toc418628315)

[Таблица 1.9 – Значения тепловой нагрузки абонентов котельной с. Лукашкин Яр, Гкал/ч 20](#_Toc418628318)

[Таблица 1.10 – Значения тепловой нагрузки абонентов котельной с. Лукашкин Яр, Гкал/год 20](#_Toc418628319)

[Таблица 1.11 – Нормативы потребления ГВС 21](#_Toc418628321)

[Таблица 1.12 – нормативы потребление коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях Томской области в отопительный период 21](#_Toc418628322)

[Таблица 1.13 – Балансы тепловой мощности и тепловой энергии котельных Лукашкин-Ярского СП 22](#_Toc418628324)

[Таблица 1.14 – Баланс теплоносителя 23](#_Toc418628327)

[Таблица 1.15 – Характерисктики основного топлива на котельной с. Лукашкин Яр 24](#_Toc418628330)

[Таблица 1.16 – Расход топлива котельной 24](#_Toc418628331)

[Таблица 1.17 – Технико-экономические показатели работы теплоснабжающей организации МУП «Комсервис» 25](#_Toc418628337)

[Таблица 2.1 – Прогноз прироста строительных фондов, кв. м 28](#_Toc418628345)

[Таблица 2.2 – Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции 30](#_Toc418628348)

[Таблица 2.3 – Прогноз прироста тепловой нагрузки, Гкал/ч 31](#_Toc418628351)

[Таблица 2.4 – Прогноз прироста потребления тепловой энергии, Гкал 32](#_Toc418628352)

[Таблица 3.1 – Перспективные баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной с. Лукашкин Яр 36](#_Toc418628356)

[Таблица 4.1 – перспективные балансы теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр 39](#_Toc418628360)

[Таблица 5.1 – Метрологические характеристики тепловычислителя ВКТ-7 40](#_Toc418628363)

[Таблица 5.2 – Диаметры условных проходов 41](#_Toc418628364)

[Таблица 5.3 – Переходные и минимальные значения расходов 41](#_Toc418628365)

[Таблица 5.4 – Пределы допускаемой относительной погрешности 41](#_Toc418628366)

[Таблица 7.1 – Расчетные расходы топлива для котельной с. Лукашкин Яр 43](#_Toc418628371)

[Таблица 7.2 – нормативный запас аварийного топлива (уголь) на котельной с. Лукашкин Яр 45](#_Toc418628373)

[Таблица 8.1 – Оценка стомости оборудования коммеческого узла учета тепловой энергии 46](#_Toc418628376)

[Таблица 8.1 – Стоимость проктных, монтажных и пуско-наладочных работ 46](#_Toc418628377)

[Таблица 8.3 – Предполагаемые источники инвестиций 50](#_Toc418628379)

[Таблица 8.4 – Оценка тарифных последствий для абонентов котельной с. Лукашкин Яр 53](#_Toc418628383)

[Таблица 9.1 – Реестр изолированных зон деятельности источников тепловой энергии Лукашкин-Ярского СП 55](#_Toc418628385)

[Таблица 9.2 – Зоны деятельности ЕТО МУП «Комсервис» 55](#_Toc418628386)

[Таблица П2.1 – Максимальные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зоне действия котельной с. Лукашкин Яр 58](#_Toc418628395)

Перечень рисунков

[Рис. 1.1. Кадастровое деление Лукашкин-Ярского сельского поселения 9](#_Toc418628457)

[Рис. 1.2. Функциональная структура системы теплоснабжения МО «Лукашкин-Ярское сельское поселение» Александровского района Томской области 10](#_Toc418628458)

[Рис. 1.3. Температурный график отпуска тепловой энергии котельной с. Лукашкин Яр 13](#_Toc418628471)

[Рис. 1.4. Динамика изменения КИУТМ котельной с. Лукашкин Яр 14](#_Toc418628473)

[Рис. 1.5. Структура тепловых сетей с. Лукашкин Яр 15](#_Toc418628480)

[Рис. 1.6. Пьезометрический график тепловой сети с. Лукашкин Яр на участке «Котельная–Клуб» 17](#_Toc418628486)

[Рис. 1.7. Зона действия котельной с. Лукашкин Яр 19](#_Toc418628499)

[Рис. 1.8. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки 23](#_Toc418628510)

[Рис.1.9. Динамика изменения тарифа на тепловую энергию 26](#_Toc418628524)

[Рис. 2.1. Динамика изменения жилого фонда Лукашкин-Ярского СП 27](#_Toc418628529)

[Рис. 2.2. Динамика изменения обеспеченности жильем и численности населения 29](#_Toc418628531)

[Рис. 2.3. Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки 30](#_Toc418628535)

[Рис. 3.1. Баланс располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной с. Лукашкин Яр 37](#_Toc418628542)

[Рис. 4.1. Перспективный баланс теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр 38](#_Toc418628544)

[Рис. 7.1. Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр 42](#_Toc418628555)

[Рис. 8.1. Прогнозный тариф на тепловую энергию, руб./Гкал 52](#_Toc418628567)

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

## Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

Лукашкин-Ярское сельское поселение входит в состав Александровского района Томской области и располагается в его центральной части. Лукашкин-Ярское поселение граничит на юго-западе с Назинским сельским поселением, на северо-востоке – с Александровским сельским поселением, на юге, севере и северо-востоке – с межселенными территориями, находится на берегах реки Обь.

Административным центром Лукашкин-Ярского сельского поселения является село Лукашкин Яр.

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории Лукашкин-Ярского сельского поселения.

При проведении кадастрового зонирования территории поселения выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей застройки, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.



## Рис. 1.1. Кадастровое деление Лукашкин-Ярского сельского поселения

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1, где:

А – номер Томской области в Российской Федерации (70);

Б – номер Александровского района в Томской области (01);

В – номер кадастровой зоны (административного района);

: – разделитель частей кадастрового номера.

Кадастровые зоны покрывают территорию поселения без разрывов и перекрытий. Кадастровое деление Лукашкин-Ярского сельского поселения показано на рис. 1.1.

Система теплоснабжения Лукашкин-Ярского сельского поселения представлена централизованным теплоснабжением и индивидуальными источниками теплоснабжения. Структура системы показана на рис. 1.2.



## Рис. 1.2. Функциональная структура системы теплоснабжения МО «Лукашкин-Ярское сельское поселение» Александровского района Томской области

На территории поселения расположена одна котельная (в с. Лукашкин Яр). Котельная и тепловые сети, находящиеся в зоне действия котельной, находятся в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного предприятия Лукашкин-Ярского сельского поселения «Комсервис» (далее по тексту МУП «Комсервис»).

В зоне действия котельной расположены жилые и общественно-деловые строения. Жилой отапливаемый фонд включает в себя две жилые квартиры. Общественно-деловые строения включают в себя здания администрации, школы, детского сада, ФАПа, почты и здание клуба. Прокладка тепловых сетей надземная на бетонных опорах, протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 432 м.

На территории Лукашкин-Ярского сельского поселения основная часть жилищного фонда находится в собственности граждан, договоры на теплоснабжение энергоснабжающие организации заключают индивидуально с собственниками помещений.

## Часть 2. Источники тепловой энергии

На территории поселения располагается одна котельная.

### 1.2.1. Структура основного оборудования

Структура основного и вспомогательного оборудования котельных Лукашкин-Ярского сельского поселения Александровского района приведена в таблице 1.1.

## Таблица 1.1 – Структура основного и вспомогательного оборудования котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование котельной | Наименованиеоборудования | Маркаоборудования | Количествоагрегатов |
| Котельная с. Лукашкин Яр | Котел водогрейный | КВр-0,4 | 2 |
| Сетевой насос | КМ 50-32-125 | 2 |
| Подпиточный насос | GRS 25-6 | 1 |
| Глубинный насос | ЭВЦ6-6,5-125 | 1 |
| вентилятор | ВЦ14-46 | 2 |
| дымосос | ВЦ4-75 | 1 |

Основное оборудование котельных включает водогрейные котлы, вспомогательное оборудование – насосы подпиточый и сетевой, а также дымосос, дутьевой вентялятор и др.

В котельной отвод отработанных газов производится по стальным дымоходам за счет дымососа мощностью 2,2 кВт через дымовую трубу высотой 25 метров, диаметром 500 мм. Удаление продуктов сгорания (шлаков) от котлов производится в ручную. Теплоноситель поступает в котельную от водонапорной башни. Для циркуляции сетевой воды в системе установлены два сетевых электронасоса КМ 50-32-125 мощностью 2,2 кВт. Для создания необходимого разряжения в топочной камере и обеспечения нормального процесса сгорания топлива установлены два тягодутьевых вентилятора типа ВЦ 14-46.

### 1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности

Параметры тепловой мощности основного оборудования котельных Лукашкин-Ярского СП приведены в таблице 1.2.

## Таблица 1.2 – Параметры тепловой мощности основного оборудования котельных Лукашкин-Ярского СП

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименованиекотельной | Наименованиеи маркаоборудования | КПД котла, % | Количествоагрегатов | Тепловая мощность, Гкал/ч |
| Котельная с. Лукашкин Яр | Котел водогрейный КВр-0,4 | 81,5 | 2 | 0,34 |
| Итого установленная тепловая мощность котельной | 0,68 |

Теплопроизводительность каждого котлоагрегата типа КВр-0,4 составляет 0,4 МВт/ч (0,34 Гкал/ч). В качестве топлива используется уголь, паспортный КПД котлов – 81,5 %. Расчетное давление воды 0,6 МПа, максимальная температура на выходе котла 95 °С.

### 1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности

Параметры располагаемой тепловой мощности котельной приведены в таблице 1.3.

## Таблица 1.3 – Параметры располагаемой тепловой мощности

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование котельной | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Ограничения тепловой мощности, Гкал/ч | Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч |
| Котельная с. Лукашкин Яр | 0,68 | 0,00 | 0,68 |

Ограничения тепловой мощности основного оборудования котельной отсутствуют.

### 1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Расход тепловой энергии на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто приведена в таблице 1.4.

## Таблица 1.4 – Параметры тепловой мощности нетто

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметра | Котельная с. Лукашкин Яр |
| Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | 0,6800 |
| Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч | 0,0037 |
| Тепловая мощность нетто, Гкал/ч | 0,6763 |

Собственные нужды котельной включают в себя расход на растопку котлов, расход тепла на отопление помещений котельной, расход на хозяйственно-бытовые нужды, а также включает в себя прочие потери. Тепловая мощность котельной за вычетом ограничений мощности и расходов на собственные нужды составляет 0,6763 Гкал/ч.

### 1.2.5. Срок ввода в эксплуатацию основного оборудования источников тепловой энергии, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

 Данные о сроках ввода в эксплуатацию, а также о капитальном ремонте основного оборудования приведены в таблице 1.5.

## Таблица 1.5 – Сведения о вводе оборудования в эксплуатацию

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование оборудования | Год изготовления оборудования | Год монтажаоборудования | Дата последнего капитальногоремонта |
| Котлы водогрейные КВр-0,4 | 2004 | 2004 | Не проводился |

Основное оборудование котельной с. Лукашкин Яр включает два водогрейных котла, изготовленных и установленных в 2004 году, с момента установки капитальный ремонт оборудования не проводился.

### 1.2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

 По строительно-климатическому районированию территория поселения относится к району I-В, к I климатической зоне. Расчетная температура наружного воздуха для системы отопления составляет -43°С, для системы вентиляции – -25°С (TCH 23-316-2000 Томской области). Продолжительность отопительного периода составляет 252 дня. Средняя температура наружного воздуха в отопительном периоде составляет -9,5 °С, средняя скорость ветра в течение отопительного периода 3,5 м/с. Режим регулирования отпуска тепла осуществляется по графику качественного регулирования с расчетными температурами сетевой воды 95/70 °С (рис. 1.3).

## Рис. 1.3. Температурный график отпуска тепловой энергии котельной с. Лукашкин Яр

 Осуществление количественного или качественно-количественного способа регулирования не возможно ввиду отсутствия частотных регуляторов на электродвигателях сетевых насосов. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления и отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей.

### 1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования

Для оценки степени использования установленной мощности котельного оборудования в течение года, используется коэффициент использования установленной тепловой мощности, определяемый по формуле:



где *Qгод*– годовая выработка тепловой энергии, Гкал; *Nуст* – установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч. Динамика изменения КИУТМ котельной с. Лукашкин Яр приведена на рис. 1.4.

## Рис. 1.4. Динамика изменения КИУТМ котельной с. Лукашкин Яр

За период 2013-2015 гг КИУТМ оборудования котельной с. Лукашкин Яр остается неизменным в связи с постоянством величины выработки тепловой энергии и неизменностью структуры основного оборудования.

### 1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной от источника тепловой энергии потребителям, не предусмотрен, приборы учета отсутствуют. Расчет отпущенной тепловой энергии осуществляется по нормативам потребления.

### 1.2.9. Статистика отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии не ведется.

### 1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

## Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

### 1.3.1. Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схема тепловых сетей от котельнойс. Лукашкин Яр Александровского района приведена в Приложении 3. Общая протяженность тепловых сетей составляет 432 м в двухтрубном исполнении, прокладка надземная.

### 1.3.2. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Отпуск тепла от котельной с. Лукашкин Яр осуществляется по тепловым сетям, имеющим общую протяженность 432 м (в двухтрубном исполнении). Структура тепловых сетей показана на рис. 1.5.

## Рис. 1.5. Структура тепловых сетей с. Лукашкин Яр

Большая часть тепловых сетей имеют условный диаметр 40 мм (68,5 %), наименьшую протяженность тепловых сетей составляют трубопроводы с условным диаметром 15 мм.

Параметры тепловых сетей котельной с. Лукашкин Яр приведены в таблице 1.6.

## Таблица 1.6 – Параметры тепловых сетей котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Условныйдиаметр, мм | Длина участков вдвухтрубном исполнении, м | Типпрокладки | Типизоляции | Годпрокладки |
| 40 | 296 | надземная | Торфяные плиты | 2004 г. |
| 32 | 53 | надземная |
| 25 | 78 | надземная |
| 15 | 5 | подземная |

Все тепловые сети котельной построены в 2004 г., их изоляция выполнена торфяными плитами, прокладка тепловых сетей выполнена надземно.

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

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Расчетный график работы тепловых сетей – 95/70 °С.

Выбор температурного графика отпуска тепловой энергии от источников обусловлен требованиями Приложения Б СНиП 41-01-2003 (максимальная температура во внутренних системах отопления жилых и общественных зданий не должна превышать 95 °С).

Температурный график котельной представлен в таблице 1.7.

## Таблица 1.7 – Температурный график отпуска тепловой энергии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Температура наружного воздуха, °С | Температура теплоносителя в трубопроводе | Температура наружного воздуха, °С | Температура теплоносителя в трубопроводе |
| подающем | обратном | подающем | обратном |
| **10** | 37,5 | 33,5 | **-17** | 69,1 | 54,4 |
| **9** | 38,8 | 34,5 | **-18** | 70,2 | 55,1 |
| **8** | 40,2 | 35,4 | **-19** | 71,2 | 55,7 |
| **7** | 41,5 | 36,3 | **-20** | 72,2 | 56,4 |
| **6** | 42,8 | 37,2 | **-21** | 73,3 | 57,0 |
| **5** | 44,0 | 38,1 | **-22** | 74,3 | 57,6 |
| **4** | 45,3 | 39,0 | **-23** | 75,3 | 58,3 |
| **3** | 46,5 | 39,8 | **-24** | 76,3 | 58,9 |
| **2** | 47,8 | 40,6 | **-25** | 77,4 | 59,5 |
| **1** | 49,0 | 41,4 | **-26** | 78,4 | 60,1 |
| **0** | 50,2 | 42,2 | **-27** | 79,4 | 60,7 |
| **-1** | 51,4 | 43,0 | **-28** | 80,4 | 61,3 |
| **-2** | 52,5 | 43,8 | **-29** | 81,4 | 61,9 |
| **-3** | 53,7 | 44,6 | **-30** | 82,4 | 62,5 |
| **-4** | 54,8 | 45,3 | **-31** | 83,4 | 63,1 |
| **-5** | 56,0 | 46,1 | **-32** | 84,4 | 63,7 |
| **-6** | 57,1 | 46,8 | **-33** | 85,3 | 64,3 |
| **-7** | 58,3 | 47,5 | **-34** | 86,3 | 64,9 |
| **-8** | 59,4 | 48,3 | **-35** | 87,3 | 65,5 |
| **-9** | 60,5 | 49,0 | **-36** | 88,3 | 66,1 |
| **-10** | 61,6 | 49,7 | **-37** | 89,2 | 66,6 |
| **-11** | 62,7 | 50,4 | **-38** | 90,2 | 67,2 |
| **-12** | 63,8 | 51,1 | **-39** | 91,2 | 67,8 |
| **-13** | 64,8 | 51,7 | **-40** | 92,1 | 68,3 |
| **-14** | 65,9 | 52,4 | **-41** | 93,1 | 68,9 |
| **-15** | 67,0 | 53,1 | **-42** | 94,0 | 69,4 |
| **-16** | 68,0 | 53,8 | **-43** | 95,0 | 70,0 |

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети котельной с. Лукашкин Яр соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска.

### 1.3.5. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

 Результаты гидравлических расчетов тепловых сетей от котельной с. Лукашкин Яр приведены в Приложении 1. Пьезометрический график на участке «Котельная–Клуб» показан на рис. 1.6.

## Рис. 1.6. Пьезометрический график тепловой сети с. Лукашкин Яр на участке «Котельная–Клуб»

Из расчетных данных видно, что расчетные располагаемые напоры, обусловленные существующими соотношениями диаметров теплопроводов и расходов теплоносителя позволяют обеспечить надежную циркуляцию теплосносителя в системе теплоснабжения с. Лукашкин Яр.

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

Статистика отказов (аварий) тепловых сетей не ведется.

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

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей не ведется.

### 1.3.8. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а так же на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

### 1.3.9. Описание периодичности проведения испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

 Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно.

### 1.3.10. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Эксплуатационный температурный график работы тепловых сетей 95/70 °С. Средневзвешенные значения температур теплоносителя в отопительный периодtпод/tобр=63/50,2°С. Для восполнения потерь с утечками из тепловой сети используется холодная вода с температурой 5 °С в отопительный период и 15 °С в неотопительный период.

В 2013 году потери тепловой энергии в тепловых сетях котельной с. Лукашкин Яр составляют 77,2 Гкал, что составляет 11,5 % от величины отпуска 671,7 Гкал.

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

 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Приборы коммерческого учета тепловой энергии у потребителей котельной с. Лукашкин Яр не установлены.

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

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала.

### 1.3.14. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и насосные станции в зоне деятельности котельной отсутствуют.

### 1.3.15. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления установлена на источниках централизованного теплоснабжения. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления.

### 1.3.16. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозяйных тепловых сетей на территории Лукашкин-Ярского СП Александровского района не выявлено.

## Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зона действия котельной с. Лукашкин Яр показана на рис. 1.7.



## Рис. 1.7. Зона действия котельной с. Лукашкин Яр

Зона действия котельной с. Лукашкин Яр распространяется на жилые и общественно-деловые строения, расположенные в с. Лукашкин Яр, производственных объектов, находящихся в зоне действия котельной, нет.

Показателем эффективности теплоснабжения в зоне действия источника является удельная материальная характеристика тепловых сетей. Материальная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 1.8.

## Таблица 1.8 – Удельные материальные характеристики тепловых сетей

| Условный диаметр труб, мм | Протяженность участка по трассе в 2-х трубном исполнении, м | Материальная характеристика, м2 | Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Удельная материальная характеристика, м2/Гкал/ч |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 40 | 296 | 23,68 | 0,2 | 155,61 |
| 32 | 53 | 3,392 |
| 25 | 78 | 3,900 |
| 15 | 5 | 0,150 |

С учетом того, что зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями выполненными с подвесной теплоизоляцией определяется не превышением приведенной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне 100 м2/Гкал/час, а зона предельной эффективности ограничена 200 м2/Гкал/ч, можно сделать вывод о том, что зона действия котельной удовлетворяет этому требованию.

## Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

### 1.5.1. Описание значений потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха и за отопительный период в зонах действия источника тепловой энергии

 Значения тепловой нагрузки потребителей котельной с. Лукашкин Яр при расчетных температурах наружного воздуха приведены в таблице 1.9.

## Таблица 1.9 – Значения тепловой нагрузки абонентов котельной с. Лукашкин Яр, Гкал/ч

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип абонента | На нужды отопления | На нужды вентиляции | На нужды ГВС | На технологию | Итого |
| Всего по котельной | 0,200 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,200 |
| Жилые строения, в т.ч. | 0,020 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,020 |
|  - Многоквартирные жилые дома | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
|  - Индивидуальная жилая застройка | 0,020 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,020 |
| Общественно-деловые строения, в т.ч. | 0,180 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,180 |
|  - Бюджетные организации | 0,172 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,172 |
|  - Прочие организации | 0,008 | 0,008 | 0,008 | 0,008 | 0,008 |

 Суммарная тепловая нагрузка всех потребителей, расположенных в зоне деятельности котельной с. Лукашкин Яр, составляет 0,2 Гкал/ч, вся тепловая энергия расходуется на нужды отопления. Перечень всех абонентов котельной с. Лукашкин Яр приведены в Приложении 2.

 Значения годового потребления тепловой энергии абонентами котельной с. Лукашкин Яр приведены в таблице 1.10.

## Таблица 1.10 – Значения тепловой нагрузки абонентов котельной с. Лукашкин Яр, Гкал/год

| Тип абонента | На нужды отопления | На нужды вентиляции | На нужды ГВС | На технологию | Итого |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Всего по котельной | 559,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 559,3 |
| Жилые строения, в т.ч. | 55,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 55,1 |
|  - Многоквартирные жилые дома | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,00 |
|  - Индивидуальная жилая застройка | 55,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 55,1 |
| Общественно-деловые строения, в т.ч. | 504,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 504,2 |
|  - Бюджетные организации | 494,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 494,9 |
|  - Прочие организации | 9,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9,3 |

Из таблицы 1.10 следует, что годовой полезный отпуск тепловой энергии составил 559,3 Гкал. Полный перечень абонентов котельной с. Лукашкин Яр приведены в Приложении 2.

### 1.5.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальных услуг, в том числе на нужды отопления и горячего водоснабжения утверждены Приказом Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области № 11 от 05.06.2013 г. Значения нормативов потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях приведены в таблице 1.11.

## Таблица 1.11 – Нормативы потребления ГВС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Степень благоустройства жилых помещений | Норматив потребления коммунальной услуги (куб. метр в месяц на 1 человека) |
| 1 | Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением | 1,16 |
| 2 | Жилые помещения с централизованным водоснабжением, горячим водоснабжением и без централизованного водоотведения  | 0,91 |
| 3 | Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные раковинами, мойками кухонными, душами  | 2,51 |
| 4 | Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные сидячими ваннами, раковинами и душем  | 3,02 |
| 5 | Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные ваннами длиной 1500-1700 мм, раковинами и душем  | 3,11 |

Значения нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых помещениях приведены в таблице 1.12.

## Таблица 1.12 – нормативы потребление коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях Томской области в отопительный период

| Этажность здания | Гкал на 1 кв. м общей площади помещений в месяц |
| --- | --- |
| Жилые дома до 1999 г. постройки включительно | Жилые дома после 1999 г. постройки |
| 1 | 0,0498 | 0,0222 |
| 2 | 0,0514 | 0,0206 |
| 3 | 0,0334 | 0,0202 |
| 4 | 0,0334 | 0,0190 |
| 5 | 0,0313 | 0,0190 |

Для зданий, построенных после 1999 г., норматив удельного теплопотребления на нужды отопления в среднем в 2 раза меньше аналогичного норматива для строений до 1999 г. постройки. Это связано с повышением энергоэффективности новых строений (после 1999 г. постройки).

##

## Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» установлены следующие определения:

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

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

3) Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельных Лукашкин-Ярского СП приведены в таблице 1.13.

## Таблица 1.13 – Балансы тепловой мощности и тепловой энергии котельных Лукашкин-Ярского СП

| **Наименование параметра** | **Ед. изм.** | **2014** |
| --- | --- | --- |
| Установленная тепловая мощность в горячей воде | Гкал/ч | 0,6800 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | 0,0000 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 0,6800 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды | Гкал/ч | 0,0037 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 0,6763 |
| Полезная тепловая нагрузка, в т.ч. | Гкал/ч | 0,2000 |
| на нужды отопления и вентиляции | Гкал/ч | 0,2000 |
| на нужды ГВС | Гкал/ч | 0,0000 |
| Потери тепловой энергии | Гкал/ч | 0,0345 |
| Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности | Гкал/ч | 0,4418 |

На рис. 1.8 показан баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной с. Лукашкин Яр.

## Рис. 1.8. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки

 Из таблицы 1.12 и рис. 1.8 видно, что на котельной с. Лукашкин Яр наблюдается резерв тепловой мощности в размере 0,44 Гкал/ч (64,9 % от величины установленной тепловой мощности). Наличие резерва тепловой мощности свидетельствует о возможности подключения новых потребителей тепловой энергии.

## Часть 7. Балансы теплоносителя

Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской федерации от 24 марта 2003 г. № 115, при эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час.

Согласно СНиП 41-02-2003, для систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Баланс теплоносителя представлен в таблице 1.14.

## Таблица 1.14 – Баланс теплоносителя

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование** | **Ед. изм.** | **2014** |
| Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.: | м3/ч | 0,0023 |
| - Расход теплоносителя на нужды ГВС | м3/ч | 0,0000 |
| - Нормативные утечки теплоносителя в тепловых сетях | м3/ч | 0,0023 |
| Собственные нужды | м3/ч | 0,0010 |
| Располагаемая производительность ВПУ | м3/ч | 0,0032 |
| Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку | м3/ч | 0,0181 |

На котельной с. Лукашкин Яр водоподготовительная установка отсутствует. Для подпитки сети используется вода из собственной артезианской скважины.

## Часть 8. Топливные балансы

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

В качестве основного и резервного топлива на котельной используется уголь марки ДО 40-60, класс сортовый. Низшая теплота сгорания топлива составляет 5403 ккал/кг (0,772 в топливном эквиваленте). Характеристики используемого топлива приведены в таблице 1.15.

## Таблица 1.15 – Характерисктики основного топлива на котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Обозначение | Ед. измерения | Значение |
| Содержание влаги |  | % | 14,60 |
| Содержание золы |  | % | 10,0 |
| Содержание серы |  | % | 0,30 |
| Содержание хлора |  | % | 0,03 |
| Содержание мышьяка |  | % | 0,001 |
| Выход летучих веществ на сухую безминеральную основу |  | % | 41,9 |
| Высшая теплота сгорания |  | Ккал/кг | 7400 |
| Низшая теплота сгорания |  | Ккал/кг | 5403 |

Значения удельных и годовых расходов топлива для котельной с. Лукашкин Яр приведены в таблице 1.16.

## Таблица 1.16 – Расход топлива котельной

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Год | Годовой расход топлива, т | Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал |
| Натурального | Условного | На вырабоку тепловой энергии | На отпуск тепловой энергии |
| 2013 | 312,5 | 223,1 | 327,07 | 332,0 |

Годовой расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в 2013 г. составил 223,1 т.у.т., годовой расход натурального топлива – 312,5 т.н.т. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии составляет 327,07 кг у.т./Гкал, на отпуск тепловой энергии – 332 кг у.т./Гкал.

### 1.8.2. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Склад для хранения угля представляет собой открытую площадку (вместимость 300 тонн). Площадка находится в непосредственной близости от котельной.

Доставка топлива в с. Лукашкин Яр осуществляется речным транспортов один раз в год (в июле). Объем доставляемого угля ежегодно составляет 270-280 тонн. Доставка угля до топливного склада осуществляется автотранспортом.

## Часть 9. Надежность теплоснабжения

### 1.9.1. Анализ аварийных отключений потребителей

 Аварийных отключений потребителей системы теплоснабжения за последние 5 лет не зафиксировано.

### 1.9.2. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

 Восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не проводилось.

## Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Основные технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения приведены в таблице 1.17.

## Таблица 1.17 – Технико-экономические показатели работы теплоснабжающей организации МУП «Комсервис»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатель** | **Ед. изм.** | **2014** |
| Выработка тепловой энергии котельной | Гкал | 682,2 |
| Собственные нужды котельной | Гкал | 10,5 |
| Отпуск теплоэнергии с коллекторов котельной | Гкал | 671,7 |
| Потери теплоэнергии в сети | Гкал | 77,2 |
| Потери теплоэнергии в сети | % | 11,5 |
| Полезный отпуск теплоэнергии всего | Гкал | 602,5 |
| Собственное потребление объектов | Гкал | 4,6 |
| Сторонние потребители всего, в том числе:  | Гкал | 597,9 |
| Бюджетные потребители | Гкал | 534,9 |
| Население | Гкал | 56,6 |
| Прочие потребители | Гкал | 6,4 |
| Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 332,0 |
| Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 327,07 |

Из таблицы 1.17 видно, что потери тепловой энергии при транспортировке не значительны и составляют 11,5 % от величины отпуска в сеть, большая часть полезного отпуска тепловой энергии потребляется бюджетными учреждениями.

## Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

 Тарифы на тепловую энергию устанавливаются Департаментом тарифного регулирования Томской области в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением правительства РФ от 25.02.2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ», Положением о Департаменте тарифного регулирования и государственного заказа Томской области, утвержденным постановлением Губернатора Томской области от 24.02.2010 г. № 9 и решением Правления Департамента тарифного регулирования и государственного заказа Томской области от 21.12.2012 г. № 47/63.

Динамика изменения тарифа на тепловую энергию для абонентов котельной с. Лукашкин Яр показан на рис. 1.9.

## Рис.1.9. Динамика изменения тарифа на тепловую энергию

Из рис. 1.9 видно, что величина тарифа на тепловую энергию за 2014-2015 гг выросла на 12,2 %.

## Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

Основной проблемой системы теплоснабжения с. Лукашкин Яр Александровского района отсутствие приборов учета тепловой энергии как на источнике, так и у абонентов системы теплоснабжения.

# Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

 Базовым периодом для разработки схемы теплоснабжения принят 2014 год. На территории с. Лукашкин Яр функционирует один источник теплоснабжения – котельная. По состоянию на базовый период объем потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения абонентами котельной составляет 602,5 Гкал, в том числе 597,9 Гкал – потребление сторонних потребителей. При этом, максимальная часовая нагрузка составляет 0,2 Гкал/ч.

### 2.1.2. 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 2.1.

 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. 2.1.

## Рис. 2.1. Динамика изменения жилого фонда Лукашкин-Ярского СП

## Таблица 2.1 – 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. 2.2.

## Рис. 2.2. Динамика изменения обеспеченности жильем и численности населения

 Из рис. 2.1 и 2.2. 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 2.1 следует, что строительство помещений общественно-делового назначения в с. Лукашкин Яр не прогнозируется.

### 2.1.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплопотребления

Перспективные тепловые нагрузки на период 2014-2024 гг на основании Постановления Правительства РФ от 23.05.2006 г. № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» в соответствии с Приказом № 11 Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 05.06.2013 г. «О внесении изменений в приказ Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 30.11.2012 г. № 47 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг на территории Томской области».

При расчете значений тепловых нагрузок использовались следующие нормативные документы:

– СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий;

– СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированное издание СНиП 23-02-2003;

– СНиП 23-01-99 Строительная климатология;

– СНиП 31-05-2003 Общественные здания и сооружения;

– ТСН 23-316-2000 Тепловая защита жилых и общественных зданий.

Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции для с. Лукашкин Яр приведены в таблице 2.2.

## Таблица 2.2 – Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции

|  |  |
| --- | --- |
| Количество этажей | Удельный расход теплоты на нужды отопления, ккал/ч/кв.м |
| 1 | 65,85 |
| 2 | 61,10 |
| 3 | 59,92 |
| 4 | 56,36 |
| 5 | 65,85 |

Удельный укрупненный показатель расхода теплоты на горячее водоснабжение определен отдельно для общежитий и жилых зданий в соответствии со СНиП 2.04.01-85\* «Внутренний водопровод и канализация зданий». При этом нормативы потребления горячей воды для общежитий и жилых малоэтажных зданий приняты соответственно 1,29 и 3,11 куб.м/чел/месяц.

### 2.1.4. 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 2.3. Значения прироста потребления тепловой энергии приведены в таблице 2.4.

Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам нагрузки приведено на рис. 2.3.

## Рис. 2.3. Соотношение прироста тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки

## Таблица 2.3 – 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 2.4 – 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 |

 Из рис. 2.3 видно, что вся прогнозная тепловая нагрузка приходится на жилые строения.

### 2.1.5. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально-значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию

Согласно ст. 10 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций. Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Перечень социально-значимых категорий потребителей приведен в п. 95 Постановления Правительства РФ от 8.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в РФ и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ». Согласно документу, к социально значимым категориям потребителей (объектам потребителей) относятся:

- органы государственной власти;

- медицинские учреждения;

- учебные заведения начального и среднего образования;

- учреждения социального обеспечения;

- метрополитен;

- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;

- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;

- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;

- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;

- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;

- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;

- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

 В расчетный период проектирования схемы теплоснабжения Лукашкин-Ярского СП ввод социально значимых объектов не планируется.

### 2.1.6. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные контракты теплоснабжения

В настоящее время отсутствуют свободные долгосрочные договоры и договоры по долгосрочным тарифам.

Также по состоянию на 01.01.15 по Лукашкин-Ярскому СП отсутствуют заявки потребителей, ранее перешедших на собственные источники, на подключение тепловой нагрузки на особых условиях.

В случае изменений существующего состояния по данному вопросу в Схему теплоснабжения будут внесены изменения при последующей актуализации.

# Глава 3. 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 Главе 2 «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 Главе 2, планируется индивидуельное отопление.

Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной с. Лукашкин Яр приведены в таблице 3.1.

## Таблица 3.1 – 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. 3.1. Баланс располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной с. Лукашкин Яр

Из табл. 3.1 и рис. 3.1 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.

# Глава 4. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотреблеяющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

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 4.1.

На рис. 4.1 показана динамика изменения баланса теплоносителя на котельной с. Лукашкин Яр.

## Рис. 4.1. Перспективный баланс теплоносителя котельной с. Лукашкин Яр

## Таблица 4.1 – 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 |

##

# Из таблицы 4.1 и рис. 4.1 следует, что увеличение расходов теплоносителя в течение 2015-2030 гг не прогнозируется, т.к. подключение новых абонентов не запланировано.

# Глава 5. 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 5.1.

## Таблица 5.1 – 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 5.2.

## Таблица 5.2 – 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 5.3.

## Таблица 5.3 – 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 5.4 – 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 %.

# Глава 6. 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.

# Глава 7. Перспективные топливные балансы

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

 Расчет потребности в топливе для котельных Лукашкин-Ярского СП приведены в таблице 7.1.

Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр показана на рис. 7.1.

## Рис. 7.1. Динамика изменения расходов топлива на котельной с. Лукашкин Яр

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

## Таблица 7.1 – 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 7.1 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.

## 7.2. 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 7.2.


## Таблица 7.2 – 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 |

#

# Глава 8. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

**8.1 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 8.1.

# Таблица 8.1 – 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 8.1.

# Таблица 8.1 – 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.

**8.2 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 8.3 представлены предполагаемые источники инвестиций по каждому мероприятию.

# Таблица 8.3 – 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,%).

## 8.3 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. 8.3) 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.

## 8.5 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 Главе 5. 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. 8.1.

## Рис. 8.1. 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 8.4 – 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 |

# Глава 9. 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 9.1.

# Таблица 9.1 – 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 9.2.

# Таблица 9.2 – 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.

#

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «Результаты гидравлических расчетов»

| **Наименование начала участка** | **Наименование конца участка** | **Длина участка, м** | **Условный диаметp, м** | **Сумма коэф. местных сопротивлений под. тр-да** | **Вид прокладки тепловой сети** | **Теплоизоляционный материал обр.тр-да** | **Толщина изоляции подающего тр-да, м** | **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | **Скорость движения воды, м/с** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Котельная с. Лукашкин Яр | Узел школы | 10 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 7,8201 | -7,8201 | 2,05 | 2,05 | 171,45 | 171,45 | 1,773 |
| Узел школы | МОУ СОШ | 24 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 4,7204 | -4,7204 | 1,757 | 1,757 | 62,622 | 62,622 | 1,07 |
| Узел школы | Узел детского сада | 19 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 3,0997 | -3,0997 | 0,604 | 0,604 | 27,088 | 27,088 | 0,703 |
| Узел детского сада | Детский сад "Теремок" | 2 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,8001 | -0,8001 | 0,005 | 0,005 | 1,85 | 1,85 | 0,181 |
| Узел детского сада | Центральный узел | 31 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 2,2996 | -2,2996 | 0,54 | 0,54 | 14,956 | 14,956 | 0,521 |
| Центральный узел | Смена D на участке ЦУ-ФАП | 40 | 0,032 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,2398 | -0,2398 | 0,026 | 0,026 | 0,555 | 0,555 | 0,085 |
| Центральный узел | Узел администрации | 19 | 0,04 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,4601 | -0,4601 | 0,014 | 0,014 | 0,626 | 0,626 | 0,104 |
| Узел администрации | Администрация | 2 | 0,032 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,3201 | -0,3201 | 0,003 | 0,003 | 0,974 | 0,974 | 0,113 |
| Узел администрации | Смена D на участке Адм-Школа | 17 | 0,032 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,14 | -0,14 | 0,004 | 0,004 | 0,197 | 0,197 | 0,05 |
| Центральный узел | Узел жилого дома | 46 | 0,032 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 1,5997 | -1,5997 | 1,242 | 1,242 | 23,332 | 23,332 | 0,567 |
| Узел жилого дома | Жилой дом | 5 | 0,015 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,7999 | -0,7999 | 1,821 | 1,821 | 309,506 | 309,506 | 1,29 |
| Узел жилого дома | Смена D на участке Клуб | 145 | 0,04 | 2,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,7999 | -0,7999 | 0,312 | 0,312 | 1,849 | 1,849 | 0,181 |
| Смена D на участке Клуб | Клуб | 3 | 0,025 | 2,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,7999 | -0,7999 | 0,101 | 0,101 | 21,372 | 21,372 | 0,464 |
| Смена D на участке ЦУ-ФАП | ФАП | 44 | 0,025 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,2398 | -0,2398 | 0,101 | 0,101 | 1,978 | 1,978 | 0,139 |
| Смена D на участке Адм-Школа | Магазин, почта | 25 | 0,025 | 0,5 | Надзем-ная | Торфяные плиты | 0,03 | 0,14 | -0,14 | 0,02 | 0,02 | 0,693 | 0,693 | 0,081 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ 2 «Тепловые нагрузки потребителей»

# Таблица П2.1 – Максимальные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зоне действия котельной с. Лукашкин Яр

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Категория объекта | Тепловая нагрузка, Гкал/ч |
| Отоп. | ГВС | Вент. | Всего |
| 1 | Фельдшерско-акушерский пункт | 0,0060 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0060 |
| 2 | Детский сад «Теремок» | 0,0200 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0200 |
| 3 | МОУ Средняя общеобразовательная школа | 0,1180 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1180 |
| 4 | Администрация | 0,0080 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0080 |
| 5 | Жилой дом | 0,0200 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0200 |
| 6 | Почтовое отделение | 0,0011 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0011 |
| 7 | Контора | 0,0024 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0024 |
|  | Итого | 0,2000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,2000 |

# Таблица П1.2 – Годовое потребление тепловой энергии потребителями в зоне действия котельной с. Лукашкин Яр

| № п/п | Категория объекта | Потребление тепловой энергии, Гкал |
| --- | --- | --- |
| Отоп. | ГВС | Вент. | Всего |
| 1 | Фельдшерско-акушерский пункт | 18,36 | 0,00 | 0,00 | 18,36 |
| 2 | Детский сад «Теремок» | 58,60 | 0,00 | 0,00 | 58,60 |
| 3 | МОУ Средняя общеобразовательная школа | 337,70 | 0,00 | 0,00 | 337,70 |
| 4 | Администрация | 22,05 | 0,00 | 0,00 | 22,05 |
| 5 | Жилой дом | 55,08 | 0,00 | 0,00 | 55,08 |
| 6 | Почтовое отделение | 3,30 | 0,00 | 0,00 | 3,30 |
| 7 | Контора | 6,00 | 0,00 | 0,00 | 6,00 |
|  | Итого | 559,3 | 0,00 | 0,00 | 559,3 |