

**КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ**

**МАРИИНСКИЙ МУНИЦИПАЛЬНЫЙ РАЙОН**

##### АДМИНИСТРАЦИЯ МАРИИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА

##### ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 05.04.2018 № 188 - П

г. Мариинск

**Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района на 2019 и период до 2037 года**

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», Уставом Мариинского муниципального района, постановлением Совета народных депутатов г.Мариинска и Мариинского района от 27.10.2005 № 7/6 «Об утверждении Положения «О публичных слушаниях на территории Мариинского муниципального района»:

1. Утвердить актуализированную схему теплоснабжения Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района на 2019 и период до 2037 года согласно приложению.
2. Общему отделу администрации Мариинского муниципального района (Н.А. Зачиняева) обнародовать настоящее постановление на информационном стенде в помещении администрации Мариинского муниципального района.
3. Отделу информационного обеспечения администрации Мариинского муниципального района (С.В. Новиков) обеспечить размещение данного постановления на официальном сайте администрации Мариинского муниципального района в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».
4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы Мариинского муниципального района – начальника управления жилищно-коммунального хозяйство, транспорта и связи администрации Мариинского муниципального района А.А. Ганьжу.

Глава Мариинского

муниципального района А.А. Кривцов

Утверждена

постановлением администрации

Мариинского муниципального района

от 05.04.2018 № 188 - П

**Актуализированная схема теплоснабжения Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района на 2019 и период до 2037 года**

# Общие положения

Схема теплоснабжения – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В схеме теплоснабжения обосновывается необходимость и экономическая целесообразность проектирования и строительства новых, расширения и реконструкции существующих энергетических источников и тепловых сетей, средств их эксплуатации и управления с целью обеспечения энергетической безопасности развития экономики поселения и надежности теплоснабжения потребителей.

В качестве исходной информации при выполнении работ используются данные представленные администрацией Мариинского муниципального района и теплоснабжающей организацией.

В состав Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района входят населенные пункты:

- село Белогородка (является административным центром поселения);

- село Николаевка 1-я;

- поселок Правдинка.

На территории Белогородского сельского поселения находятся два централизованных источника тепловой энергии – котельная №1 села Белогородка, котельная №2 села Белогородка.

Состав и техническая характеристика котельных приведены в таблице 1.

Таблица 1. Состав и техническая характеристика оборудования котельных с.Белогородка.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование котельной** | **Состав и тип оборудования** | **Установленная тепловая мощность, Гкал/ч** | **Год ввода оборудования в эксплуатацию** | **Присоединенная нагрузка, Гкал/ч** |
| **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **Всего** |
| 1 | Котельная №1, ул.Земляницына | КВр-1,0 | 1,0 | 2013 | 0,226 | 0 | 0 | 0,226 |
| КВр-1,0 | 1,0 | 2013 |
|  |  |  |
| 2 | Котельная №2, ул.Пальчиикова | КВР-0,4 | 0,40 | 1996 | 0,096 | 0 | 0 | 0,096 |
| КВР-0,4 | 0,40 | 1996 |

Установленная мощность котельной №1 – 2,00 Гкал/ч. Химическая водоподготовка на котельной не применяется. Котельная функционирует 5808 часов в год. Потребителями тепловой энергии для нужд отопления от вышеуказанного источника являются жилые здания, объекты социально-культурного назначения, прочие организации. Потребители подключены к тепловой сети по зависимой схеме. Горячее водоснабжение отсутствует. Система теплоснабжения – 2-х трубная тупиковая. Прокладка трубопроводов тепловых сетей подземная. Тепловая изоляция трубопроводов выполнена из матов минеральной ваты. Тепловые сети запроектированы на работу при расчетных параметрах теплоносителя 95-70 °С. Общая протяженность тепловых сетей котельной в однотрубном исчислении– 2000 метров (1000 м. - в двухтрубном).

Установленная мощность котельной №2 с. Белогородка – 0,80 Гкал/ч. Химическая водоподготовка на котельной не применяется. Котельная функционирует 5808 часов в год. Потребителями тепловой энергии являются объекты социально-культурного назначения, а именно - образовательное учреждение. Потребители подключены к тепловой сети по зависимой схеме, горячее водоснабжение отсутствует. Система теплоснабжения – 2-х трубная тупиковая. Прокладка трубопроводов тепловых сетей подземная. Тепловая изоляция трубопроводов выполнена из матов минеральной ваты. Тепловые сети запроектированы на работу при расчетных параметрах теплоносителя 95-70 °С. Общая протяженность тепловых сетей котельной в однотрубном исчислении– 60 м.

Большинство жилых зданий усадебного типа обеспечены тепловой энергией от печного отопления.

Основным видом топлива является твердое топливо - каменный уголь марки Др, бурый уголь БР или «Орех». Приборы учета тепловой энергии отсутствуют.

# 1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения

# Общая часть

Данные по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года отсутствуют. В связи с этим при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров) не планируется.

Зона застройки индивидуальными жилыми домами не учитывается в расчетах перспективной нагрузки системы теплоснабжения.

# 1.2. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров) не планируется.

**Таблица 2. Перспективное изменение строительных площадей с разделением на расчетные периоды до 2037 года**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование объекта | Площадь, м2 |
| прирост | прирост | прирост | прирост |
| 2018-2019 годы | 2020-2024 годы | 2025-2029 годы | 2030-2037 годы |
| Белогородское сельское поселение |
| Общественные здания | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Жилые здания | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ИТОГО: | **0** | **0** | **0** | **0** |

#

# 1.3. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности)

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров) не планируется.

**Таблица 3. Прогноз прироста тепловой нагрузки для перспективной застройки в период до 2037 года**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование****объекта** | **2018-2019 годы.** | **2020-2024 годы** | **2025-2029 годы** | **2030-2037 годы** |
| **Тепловая нагрузка, Гкал/ч, в том числе** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч, в том числе** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч, в том числе** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч, в том числе** |
| **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **Сумма** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **Сумма** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **Сумма** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **Сумма** |
| **Белогородское сельское поселение** |
| Общественные здания | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Жилые здания | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Производственные здания | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **ИТОГО:** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |

**Таблица 4. Тепловая нагрузка для перспективной застройки в период до 2037 года**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование населенного пункта** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч** | **Тепловая нагрузка, Гкал/ч** |
| **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **ИТОГО** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **ИТОГО** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **ИТОГО** | **Отопление** | **Вентиляция** | **ГВС** | **ИТОГО** |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2037 год** |
| Белогородское сельское поселение | 0,23 | 0 | 0 | 0,23 | 0,23 | 0 | 0 | 0,23 | 0,23 | 0 | 0 | 0,23 | 0,23 | 0 | 0 | 0,23 |

Анализ данных таблиц 3 и 4 показывает, что в период 2018-2037 годы нагрузки жилого и общественного фонда сохранятся на уровне показателей 2017 года.

Расчетные нагрузки системы теплоснабжения для обеспечения теплом в 2037 году в целом составят 0,23 Гкал/ч.

# 1.4. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию в период с 2018 года по 2037 год не планируется строительство новых промышленных предприятий на территории Белогородского сельского поселения.

#

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

# 2.1. Радиусы эффективного теплоснабжения

Максимальное расстояние в системе теплоснабжения от ближайшего источника тепловой энергии до теплопотребляющей установки, при превышении которого подключение потребителя к данной системе теплоснабжения экономически нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения, носит название радиуса эффективного теплоснабжения. Расширение зоны теплоснабжения с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии. С другой стороны подключение дополнительной тепловой нагрузки приводит к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. При этом понятием радиуса эффективного теплоснабжения является то расстояние, при котором вероятный рост доходов от дополнительной реализации тепловой энергии компенсирует возрастание расходов при подключении удаленного потребителя.

Эффективный радиус теплоснабжения рассчитан для действующего источника тепловой энергии путем применения фактических удельных затрат на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии.

В основу расчетов радиуса эффективного теплоснабжения от теплового источника положены полуэмпирические соотношения, которые впервые были приведены в «Нормы по проектированию тепловых сетей» (Энергоиздат, М., 1938). Для приведения указанных зависимостей к современным условиям функционирования системы теплоснабжения использован эмпирический коэффициент, предложенный В.Н. Папушкиным (ВТИ, Москва), К = 563.

Эффективный радиус теплоснабжения определялся из условия минимизации удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источников:



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

 - удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч.

Для связи себестоимости производства и транспорта теплоты с минимальным радиусом теплоснабжения использовались следующие аналитические выражения:



 - максимальный радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

 - потери напора на гидравлическое сопротивление при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод.ст.;

 - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

 - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

 - среднее количество абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, шт./км²;

 - тепловая плотность района, Гкал/ч\*км²;

 - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, ºС;

 - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,0 для котельных.

С учетом уточненных эмпирических коэффициентов связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с максимальным радиусом теплоснабжения определялась по следующей полуэмпирической зависимости, выраженной формулой:



Для выполнения условия по минимизации удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника, полученная зависимость была продифференцирована по параметру  и ее производная приравнена к нулю:



По полученной формуле определен эффективный радиус теплоснабжения. Результаты расчетов приведены в таблице 5.

**Полученные значения радиусов носят ориентировочный характер и не отражают реальную картину экономической эффективности, так как критерием выбора решения о трансформации зоны является не просто увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат.**

**Таблица 5. Расчет эффективного радиуса теплоснабжения котельных**

| **Параметр** | **Обозначение** | **Ед. изм.** | **Котельная №1** | **Котельная №2** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Поправочный коэффициент «фи» |  | - | 1 | 1 |
| Удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети |  | руб./м² | 150000 | 150000 |
| Потери давления в тепловой сети |  | м.вод.ст. | 0,15 | 0,1 |
| Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения |  | шт./км² | 350 | 1000 |
| Теплоплотность района |  | Гкал/ч/км² | 11,01 | 175,97 |
| Площадь зоны действия источника | - | км² | 0,04 | 0,001 |
| Количество абонентов в зоне действия источника | - | шт. | 14 | 1 |
| Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей | - | Гкал/ч | 0,226 | 0,096 |
| Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали | - | м | 346 | 120 |
| Расчетная температура в подающем трубопроводе | - | ºС | 95 | 95 |
| Расчетная температура в обратном трубопроводе | - | ºС | 70 | 70 |
| Расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети |  | ºС | 25 | 25 |
| Эффективный радиус |  | км | 5,0 | 3,1 |

# 2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теп­лоснабжения и источников тепловой энергии

Перспективных зон действия систем теплоснабжения нет в связи с отсутствием информации.

# 2.3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки. Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. Схемой теплоснабжения не предусмотрено использование индивидуального теплоснабжения.

# 2.4. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2017-2037 годы представлены в таблицах 6-7.

**Таблица 6. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №1 по состоянию на 2017-2037 годы.**

| **Год** | **Установленная тепловая мощность, Гкал/ч** | **Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч** | **Собственные нужды источника, Гкал/ч** | **Тепловые потери в сетях, Гкал/ч** | **Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч** | **Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2017 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2018 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2019 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2020 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2021 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2022 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2023 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2024 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2025 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2026 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2027 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2028 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2029 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2030 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2031 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2032 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2033 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2034 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2035 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2036 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |
| 2037 | 2,0 | 2,0 | 0,0044 | 0,0781 | 0,1361 | 1,7814 |

Дефицит тепловой мощности на протяжении 2017-2037 годы не наблюдается.

**Таблица 7. Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной № 2 по состоянию на 2017-2037 годы.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Год** | **Установленная тепловая мощность, Гкал/ч** | **Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч** | **Собственные нужды источника, Гкал/ч** | **Тепловые потери в сетях, Гкал/ч** | **Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч** | **Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч** |
| 2017 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2018 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2019 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2020 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2021 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2022 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2023 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2024 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2025 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2026 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2027 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2028 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2029 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2030 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2031 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2032 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2033 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2034 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2035 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2036 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |
| 2037 | 0,80 | 0,80 | 0,0121 | 0,0012 | 0,0902 | 0,6965 |

Дефицит тепловой мощности на протяжении 2017-2037 годов не наблюдается.

#

# 2.5. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии рассчитаны как отношение расхода тепловой энергии на отопление помещения каждой котельной к суммарному расходу собственных нужд согласно данным расчета удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию теплоснабжающей организации на 2018 год. Значения для котельной № 1 –47,69%, для котельной № 2 – 84,94%. Полученные существующие и перспективные затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии сведены в таблицу 8.

**Таблица 8. Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии**

| **Номер, наименование котельной** | **Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии, Гкал/ч** |
| --- | --- |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2037 год** |
| Котельная №1 | 0,00441 | 0,00441 | 0,00441 | 0,00441 |
| Котельная №2 | 0,01207 | 0,01207 | 0,01207 | 0,01207 |

# 2.6. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

В таблице 9 приведены значения существующей и перспективной тепловой мощности котельных нетто, то есть располагаемой мощности котельной без учета затрат тепловой энергии на собственные нужды и потерь.

**Таблица 9. Тепловая мощность котельных, нетто**

|  |  |
| --- | --- |
| **Номер, наименование котельной** | **Тепловая мощность котельных нетто, Гкал/ч** |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2037 год** |
| Котельная №1 | 1,9175 | 1,9175 | 1,9175 | 1,9175 |
| Котельная №2 | 0,7867 | 0,7867 | 0,7867 | 0,7867 |

# 2.7. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям

Существующие и перспективные значения потерь тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь рассчитаны согласно данным расчета нормативных тепловых потерь в сетях каждой системы теплоснабжения по результатам обследования тепловых сетей и корректировки схем тепловых сетей на 2018 год теплоснабжающей организацией. В ходе проведения расчетов, доля потерь тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов составили для котельной № 1 – 88,3%, для котельной № 2 – 97,1%. Доля тепловой энергии с потерями теплоносителя на компенсацию этих потерь – 11,7%; 2,9% соответственно. Полученные существующие и перспективные значения потерь тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь сведены в таблицу 10.

**Таблица 10. Существующие и перспективные потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям**

|  |  |
| --- | --- |
| **Номер, наименование котельной** | **Существующие и перспективные потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, Гкал/ч** |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2037 год** |
| **через изоляцию** | **с затратами теплоносителя** | **всего** | **через изоляцию** | **с затратами теплоносителя** | **всего** | **через изоляцию** | **с затратами теплоносителя** | **всего** | **через изоляцию** | **с затратами теплоносителя** | **всего** |
| Котельная №1 | 0,06900 | 0,00911 | 0,07811 | 0,06900 | 0,00911 | 0,07811 | 0,06900 | 0,00911 | 0,07811 | 0,06900 | 0,00911 | 0,07811 |
| Котельная №2 | 0,00114 | 0,00003 | 0,00117 | 0,00114 | 0,00003 | 0,00117 | 0,00114 | 0,00003 | 0,00117 | 0,00114 | 0,00003 | 0,00117 |
| Итого: | 0,07014 | 0,00914 | 0,07928 | 0,07014 | 0,00914 | 0,07928 | 0,07014 | 0,00914 | 0,07928 | 0,07014 | 0,00914 | 0,07928 |

# 2.8. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей.

Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей отсутствуют.

# 2.9. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности

Значения резервов тепловой мощности источников теплоснабжения представлены в таблицах 6-7.

Резервы тепловой мощности сохраняются при развитии системы теплоснабжения на всех этапах реализации схемы теплоснабжения поселения.

Аварийный резерв тепловой мощности источников тепловой энергии достаточен для поддержания котельных в работоспособном состоянии. Договоры с потребителями на поддержание резервной тепловой мощности отсутствуют.

# 2.10. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф

Потребители с заключенными договорами на поддержание резервной тепловой мощности, с долгосрочными договорами теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, с долгосрочными договорами, в отношении которых установлен долгосрочный тариф отсутствуют.

#

# 3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок (далее по тексту – ВПУ)

# 3.1. Порядок расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

# 3.1.1.Общие положения

Перспективные балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, содержат обоснование балансов производительности ВПУ в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Расчет нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго Российской Федерации 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.

Расчет выполнен с разбивкой по пятилетним периодам, начиная с текущего момента, с учетом перспективных планов строительства (реконструкции) тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей.

В связи с отсутствием приборов учета на источниках тепловой энергии и у потребителей произвести сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя не возможно.

#

# 3.1.2. Определение расчетного часового расхода воды для расчета производительности водоподготовки

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимался 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 отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков - по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной 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.

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м3 на 1 МВт - при открытой системе и 30 м3 на 1 МВт средней нагрузки - при отдельных сетях горячего водоснабжения.

Внутренние объемы системы теплоснабжения определены расчетным путем по удельному объему воды в радиаторах чугунных высотой 500 мм при расчетном температурном графике отопления и по присоединенной расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды» (СО 153-34.20.523 (4) - 2003 Москва 2003).

#

# 3.1.3. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителя

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

-затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

-технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

-технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м3, определялись по формуле:

Gут.н = аVгодnгод10–2 = mут.год.нnгод,

где а – норма среднегодовой утечки теплоносителя, м3/чм3, установленная правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

Vгод – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м3;

nгод – продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

mут.год.н – среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м3/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м3, определялась из выражения:

Vгод = (Vотnот + Vлnл) / (nот + nл) = (Vотnот + Vлnл) / nгод,

где Vот и Vл – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м3;

nот и nл – продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости учитывалась емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотопительном периоде учитывалось требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее 0,5 кгс/см2 в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принималась в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включались.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимались в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяемые конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования, в расчете нормативных значений потерь теплоносителя не учитывались из-за отсутствия в тепловых сетях поселения действующих приборов автоматики или защиты такого типа.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производилось с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов и принималось в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

При изменении емкости (внутреннего объема) трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, на 5%, ожидаемые значения показателя «потери сетевой воды» допускается определять по формуле:



где: –ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м³;

–годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м³;

– ожидаемый суммарный среднегодовой объём тепловых сетей, м³;

– суммарный среднегодовой объём тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м³.

# 3.1.4. Определение расхода воды на собственные нужды ВПУ

Расход воды на собственные нужды ВПУ зависит от ряда факторов, основными из которых являются:

- принципиальная схема водоподготовки;

- качество исходной воды;

- рабочая обменная емкость применяемых ионитов;

- удельный расход воды на регенерацию и требуемую отмывку свежего ионита;

- степень отмывки ионита от продуктов регенерации;

- повторное использование части отмывочных вод (на взрыхление ионитов, на приготовление регенерирующих растворов).

Для определения расчетного расхода воды на собственные нужды ВПУ использовались усредненные данные, приведенные в таблицах 2-14, 2-15 тома 1 «Водоподготовка и водный режим парогенераторов» «Справочника химика-энергетика» под общей редакцией С.М. Гурвича (М. Энергия, 1972).

По приведенным ниже формулам определен расход воды на собственные нужды водоподготовительного аппарата в процентах количества полученного в нем фильтрата:

- для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр сульфоуглем

*РNa1=Р*и\*100Ж0/*е*су,

- для натрий-катионитного фильтра первой ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2

*РNa1=Р*и\*100Ж0/*еКУ-2,*

- для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр сульфоуглем

*РNa2=Р*и(100+*Р*Na1)ЖNa1/*е*су,

- для натрий-катионитного фильтра второй ступени с загруженным в фильтр катионитом КУ-2

*РNa1=Р*и(100+*Р*Na1)ЖNa1/*еКУ-2*,

где:

*Р*и – удельный расход воды на собственные нужды ионита м3/ м3:

для фильтра первой ступени, загруженного сульфоуглем в Na-форме – 5,0;

для фильтра второй ступени, загруженного сульфоуглем в Na-форме – 6,0;

для фильтра первой ступени, загруженного сульфоуглем в Н-форме – 5,0;

для фильтра второй ступени, загруженного сульфоуглем в Н-форме – 10,0;

для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 6,0;

для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Na-форме – 8,0.

для фильтра первой ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Н-форме – 6,5;

для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в Н-форме – 12,0.

*е*су – значение рабочей обменной емкости ионита, г-экв/м3:

для сульфоугля марки СК в Na-форме – 267;

для сульфоугля марки СК в Н-форме – 270;

для сульфоугля марки СМ в Na-форме – 357;

для сульфоугля марки СМ в Н-форме – 270;

для катионита марки КУ-2 в Na-форме – 950;

для катионита марки КУ-2 в Н-форме – 650.

Ж0 – жесткость исходной воды, принята по значениям представленным теплоснабжающей организацией.

# 3.2. Перспективные балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками

Расчет перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками, в том числе в аварийных режимах на котельных был выполнен с учетом перспективного развития потребителей тепловой энергии.

Перспективный годовой расход объема теплоносителя приведен в таблице 11.

**Таблица 11. Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельных**

| **Параметры** | **Единицы****измерения** | **2018** | **2019** | **2020-2024** | **2025-2037** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Котельная№1** |  |  |  |  |  |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | тыс. м3/год | 0,9119 | 0,9119 | 0,9119 | 0,9119 |
| нормативные утечки теплоносителя | тыс. м3/год | 0,9119 | 0,9119 | 0,9119 | 0,9119 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)\*\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Котельная №2** |  |  |  |  |  |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | тыс. м3/год | 0,0035 | 0,0035 | 0,0035 | 0,0035 |
| нормативные утечки теплоносителя | тыс. м3/год | 0,0035 | 0,0035 | 0,0035 | 0,0035 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)\*\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **ВСЕГО** |  |  |  |  |  |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | тыс. м3/год | 0,9154 | 0,9154 | 0,9154 | 0,9154 |
| нормативные утечки теплоносителя | тыс. м3/год | 0,9154 | 0,9154 | 0,9154 | 0,9154 |
| сверхнормативные утечки теплоносителя\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)\*\* | тыс. м3/год | 0 | 0 | 0 | 0 |

**Примечание:** \* - в связи с отсутствием приборов учета на источниках тепловой энергии и у потребителей данные о сверхнормативных утечках теплоносителя отсутствуют;

\*\* - расчетные значения.

В настоящее время на котельных отсутствуют ВПУ. Для определения перспективной проектной производительности ВПУ указанных котельных, а также перспективной проектной производительности ВПУ на строящихся источниках рассчитаны годовые и среднечасовые расходы подпитки тепловой сети.

В Таблице 12 представлены балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия котельных и перспективные значения подпитки тепловой сети, обусловленные нормативными утечками в тепловых сетях.

**Таблица 12. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия котельных**

| **Параметры** | **Единицы измерения** | **2018** | **2019** | **2020-2024** | **2025-2037** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Котельная №1** |  |  |  |  |  |
| Установленная производительность ВПУ | м3/ч | - | - | - | - |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | м3/ч | 0,1733 | 0,1733 | 0,1733 | 0,1733 |
| - расчетные нормативные утечки теплоносителя | м3/ч | 0,1733 | 0,1733 | 0,1733 | 0,1733 |
| - расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)\*\* | м3/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Расчетные собственные нужды ВПУ | м3/ч | 0,0099 | 0,0099 | 0,0099 | 0,0099 |
| Требуемая производительность ВПУ | м3/ч | 0,1832 | 0,1832 | 0,1832 | 0,1832 |
| **Котельная №2** |  |  |  |  |  |
| Установленная производительность ВПУ | м3/ч | - | - | - | - |
| Всего подпитка тепловой сети, в том числе: | м3/ч | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 |
| - расчетные нормативные утечки теплоносителя | м3/ч | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 |
| - расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)\*\* | м3/ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Расчетные собственные нужды ВПУ | м3/ч | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| Требуемая производительность ВПУ | м3/ч | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 | 0,0006 |

**Примечание:** \* - в связи с отсутствием приборов учета на источниках тепловой энергии и у потребителей данные о сверхнормативных утечках теплоносителя отсутствуют;

\*\* - расчетные значения.

Анализ таблицы 12 показывает, что расходы сетевой воды не увеличиваются, что связано с отсутствием подключения новых потребителей.

Для обеспечения приведенных выше расходов сетевой воды предлагаются следующие решения по вводу ВПУ на котельных (таблица 13, 14).

**Таблица 13. Предложение по выбору ВПУ для источников теплоснабжения**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п** | **Наименование источника** | **Марка ВПУ** | **Производительность (номинальная – максимальная), м3/ч** |
| 1 | Котельная №1 | PentairWater TS 91-08\* | 0.8 – 1.0 |
| 2 | Котельная №2 | PentairWater TS 91-08\* | 0.8 – 1.0 |

**Примечание:**\*-марка оборудования в ходе проектирования может быть изменена.

**Таблица 14. Предложение по выбору баков аккумуляторов для источников теплоснабжения**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ п.п.** | **Наименование источника** | **Требуемый объем бака аккумулятора, м3** | **Количество баков, шт.** |
| 1 | Котельная №1 | 4 | 1 |
| 2 | Котельная №2 | 1 | 1 |

**Примечание:** \* - значение в ходе проектирования может быть уточнено.

# 3.3. Перспективные балансы производительности ВПУ источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Баланс производительности ВПУ в аварийных режимах приведен в таблице 15.

**Таблица 15. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

| **Наименование показателя** | **Единицы измерения** | **2018** | **2019** | **2020-2024** | **2025-2037** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Котельная №1** |  |  |  |  |  |
| Располагаемая производительность ВПУ | м3/ч | - | 1 | 1 | 1 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | штук | - | 1 | 1 | 1 |
| Емкость баков аккумуляторов | м3 | - | 4 | 4 | 4 |
| Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка с учетом нормативных утечек и максимальным ГВС | м3/ч | 0,9158 | 0,9158 | 0,9158 | 0,9158 |
| **Котельная №2** |  |  |  |  |  |
| Располагаемая производительность ВПУ | м3/ч | - | 1 | 1 | 1 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | штук | - | 1 | 1 | 1 |
| Емкость баков аккумуляторов | м3 | - | 1 | 1 | 1 |
| Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка с учетом нормативных утечек и максимальным ГВС | м3/ч | 0,0031 | 0,0031 | 0,0031 | 0,0031 |

Как следует из таблицы 15 производительность ВПУ котельных достаточна для обеспечения подпитки систем теплоснабжения химически очищенной водой в аварийных режимах работы.

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

# 4.1. Общие положения

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе данных, определенных в разделах 2 и 3 настоящего отчета.

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется.

Таким образом, существующий состав теплогенерирующего и теплосетевого оборудования достаточен для теплоснабжения подключенных потребителей. В связи с этим, необходимость в реконструкции, с целью увеличения тепловой мощности или строительства новых котельных и тепловых сетей на территории Белогородского сельского поселения на ближайшую перспективу не требуется.

Решения по подбору инженерного оборудования источников тепла принимались на основании расчета ВПУ. Подбор ВПУ осуществлялся по прайс-листам и каталогам рекламной продукции заводов-изготовителей. Марки оборудования, указанного в мероприятиях по реконструкции источников теплоснабжения, приняты условно, при необходимости можно заменить на аналогичные.

Решения по замене котлоагрегатов принимались на основании данных по присоединенной нагрузки, габаритов зданий котельных, графиков работы котлов в отопительном периоде. Марки оборудования, указанного в мероприятиях по реконструкции источников теплоснабжения, приняты условно, при необходимости можно заменить на аналогичные.

Для продления нормативного срока службы котельного оборудования, снижения расхода топлива до нормативных значений необходимо обеспечить ежегодную химреагентную очистку котлоагрегатов и очистку внутритопочного пространства, выполнение графиков планово-предупредительных и капитальных ремонтов, выполнение диагностических работ с целью выявления дефектов в конструктивной части оборудования, настройку режимов работы котлоагрегатов под технологические особенности используемого топлива.

# 4.2. Предложения по строительству источников тепловой энергии

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется, и как следствие, строительство новых источников тепловой энергии не требуется.

# 4.3. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку

В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется. Таким образом, существующий состав теплогенерирующего и теплосетевого оборудования достаточен для теплоснабжения подключенных потребителей. В связи с этим, необходимость в реконструкции, с целью увеличения тепловой мощности на территории сельского поселения на ближайшую перспективу не требуется.

На котельных в 2019 году планируется установить ВПУ марки PentairWater TS 91-08 или аналогичное оборудование. Перед установкой указанного оборудования необходимо провести химреагентную промывку котлов.

# 4.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения описаны в разделе 4.3 настоящего отчета.

# 4.5. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

Источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Белогородского сельского поселения отсутствуют.

# 4.6. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы

Рекомендуется проведение диагностики трубной части и продление нормативного срока службы котлоагрегатов (КВР-0,4-2 шт.) котельной №2 с. Белогородка в 2021 году достигнет нормативного значения – 25 лет. Предлагается произвести замену одного котлоагрегата КВР-0,4с установкой одного котла марки Гефест 0,4 - 95 ТР Бийского котельного завода или аналогичного оборудования. Рекомендуется проведение диагностики трубной части и продление нормативного срока службы второго котлоагрегата на основании данных диагностики для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей. В качестве мероприятий по продлению ресурса котлоагрегатов рекомендуется своевременно производить текущий и капитальный ремонт котельного оборудования, установка ВПУ, систематическая химреагентная промывка котлов и очистка внутритопочного пространства.

# 4.7. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На перспективу до 2037 года не планируется переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

# 4.8. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковой режим работы

Источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Белогородского сельского поселения отсутствуют.

# 4.9. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии

Существующие и перспективные режимы загрузки источников тепловой энергии по присоединенной нагрузке приведены в таблице 16.

**Таблица 16. Существующие и перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке на период 2018-2037 годы**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование котельной** | **Загрузка источников по присоединенной тепловой нагрузке, %** |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2037 год** |
| Котельная №1 | 10,93 | 10,93 | 10,93 | 10,93 |
| Котельная №2 | 12,94 | 12,94 | 12,94 | 12,94 |

# 4.10. Оптимальные температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источников тепловой энергии систем теплоснабжения

Тепловые сети запроектированы на работу при расчетных параметрах теплоносителя 95/70°С.

# 4.11. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей

Значения перспективной установленной тепловой мощности источников тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности представлены в таблицах 6, 7 настоящего отчета.

# 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

# 5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Дефицит тепловой мощности источников тепловой энергии на территории сельского поселения отсутствует. В связи с отсутствием данных по прогнозу спроса на тепловую энергию для перспективной застройки на период до 2037 года при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения поселения строительство, расширение объектов перспективного строительства общественных зданий (детских садов, школ, общественных центров) не планируется.

Таким образом, существующий состав теплогенерирующего и теплосетевого оборудования достаточен для теплоснабжения подключенных потребителей. В связи с этим, необходимость в реконструкции, с целью увеличения тепловой мощности или строительства новых котельных и тепловых сетей на территории поселения на ближайшую перспективу не требуется.

# 5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку

Подключение перспективных тепловых нагрузок к котельным поселения не планируется.

# 5.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Источники тепловой энергии рассредоточены по территории поселения. Обеспечение возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников в данной ситуации экономически нецелесообразно.

# 5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Ликвидация котельных не планируется, перевод котельных в пиковый режим не предусматривается.

# 5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения расчетных расходов теплоносителя

Пропускная способность трубопроводов от котельных поселения обеспечивает необходимый располагаемый напор на вводах потребителей, подключенных к централизованному теплоснабжению.

# 5.6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

По данным анализа аварийности на тепловых сетях и теплоисточниках за 2010-2017 годы не выявлены элементы, не отвечающие требованиям надежности теплоснабжения.

В данной ситуации строительство новых тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения (резервирующие перемычки между магистралями, резервные линии, кольцевые линии) экономически не целесообразно.

Для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения рекомендуется производить замену участков трубопроводов тепловых сетей во время плановых ремонтов.

# 6. Перспективные топливные балансы

Значения перспективных расходов основного вида топлива на источниках тепловой энергии приведены в таблице 17.

**Таблица 17. Топливный баланс системы теплоснабжения**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование котельной | 2018 год. | 2019 год. | 2024 год. | 2037 год. |
| **Годовая выработка тепловой энергии, Гкал** | **Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т** | **Годовая выработка тепловой энергии, Гкал** | **Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т** | **Годовая выработка тепловой энергии, Гкал** | **Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т** | **Годовая выработка тепловой энергии, Гкал** | **Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т** |
|
| Котельная №1 | 1314,30 | 0,296 | 1314,30 | 0,296 | 1314,30 | 0,296 | 1314,30 | 0,296 |
| Котельная №2 | 556,25 | 0,143 | 556,25 | 0,143 | 556,25 | 0,143 | 556,25 | 0,143 |
| **ИТОГО:** | 1870,55 | 0,439 | 1870,55 | 0,439 | 1870,55 | 0,439 | 1870,55 | 0,439 |

Согласно таблице 17 перспективный расход условного топлива к 2037 году составит – 0,439 тыс.т.у.т., т.е. существующий уровень потребления топлива к указанному времени является оптимальным.

# 7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

# 7.1. Общие положения

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника тепловой энергии и тепловых сетей сформированы на основании мероприятий, прописанных в разделах 2, 3, 4, 5 настоящего отчета.

В таблице 20 приведена Программа развития системы теплоснабжения до 2037 года с проиндексированными капитальными затратами разработанная на основании принятых решений.

# 7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу строительство источников тепловой энергии приведена в таблице 21.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу «Реконструкция источников тепловой энергии» в таблице 22.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу «Установка ВПУ на существующих источниках» приведена в таблице 23.

# 7.3. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу реконструкция и техническое перевооружение тепловых сетей приведена в таблице 24.

# 7.4. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

Предлагаемыми программами не планируется изменения принятых температурных графиков на теплоисточниках до 2037 года.

Изменения гидравлического режима работы системы теплоснабжения не планируются.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах в целом по всем мероприятиям приведена в таблице 25.

**Таблица 20. Программа развития системы теплоснабжения до 2037 года с проиндексированными кап. затратами указанными в ценах соответствующих лет, тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование котельной, мероприятия | Планируемые действия | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 20302037 | Всего |
| **Котельная №1** | **0** | **0** | **0** | **153** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2061** | **0** | **0** | **2214** |
| Реконструкция котельной | Установка химводоподготовки  | Установка химводоподготовки - PentairWater TS 91-08 - 1 шт. или аналогичного оборудования. Установка бака-аккумулятора V = 1 м³ | 0 | 0 | 0 | 153 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 153 |
| Замена котельного оборудования | Демонтаж котлов НР-18, шт.2. Монтаж котлов марки Гефест 0,4 - 95 ТР или аналогичного оборудования, шт.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2061 | 0 | 0 | 2061 |
| **Котельная №2** | **0** | **0** | **0** | **153** | **2858** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **3011** |
| Реконструкция котельной | Установка химводоподготовки | Установка химводоподготовки - PentairWater TS 91-08 - 1 шт. или аналогичного оборудования. Установка бака-аккумулятора V = 1 м³ | 0 | 0 | 0 | 153 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 153 |
| Замена котельного оборудования | Демонтаж котлов КВР-0,4 шт.1. Монтаж котлов марки Гефест 0,4 - 95 ТР или аналогичного оборудования, шт.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2858 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2858 |
| **ИТОГО ПО ВСЕМ КОТЕЛЬНЫМ:** | **0** | **0** | **0** | **306** | **2858** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2061** | **0** | **0** | **5225** |

**Таблица 21. Всего затраты по разделу «Строительство источников тепловой энергии», тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ВСЕГО** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030-2037 | Всего |
| ПИР и ПСД | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Оборудование | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| СМ и НР | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Всего кап.затраты** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| Непредвиденные расходы | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| НДС | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Всего смета проекта** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |

**Таблица 22. Всего затраты по разделу «Реконструкция источников тепловой энергии», тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ВСЕГО** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030-2037 | Всего |
| ПИР и ПСД | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 0 | 0 | 26 |
| Оборудование | 0 | 0 | 0 | 0 | 1744 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1258 | 0 | 0 | 3 002 |
| СМ и НР | 0 | 0 | 0 | 0 | 443 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 319 | 0 | 0 | 762 |
| **Всего кап.затраты** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2 202** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1588** | **0** | **0** | **3 790** |
| Непредвиденные расходы | 0 | 0 | 0 | 0 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 159 | 0 | 0 | 379 |
| НДС | 0 | 0 | 0 | 0 | 436 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 314 | 0 | 0 | 750 |
| **Всего смета проекта** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2 858** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2061** | **0** | **0** | **4 919** |

**Таблица 23. Всего затраты по разделу «Установка ВПУ на источниках тепловой энергии», тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ВСЕГО** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030-2037 | Всего |
| ПИР и ПСД | 0 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 |
| Оборудование | 0 | 0 | 0 | 117 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 117 |
| СМ и НР | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| **Всего кап.затраты** | **0** | **0** | **0** | **237** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **237** |
| Непредвиденные расходы | 0 | 0 | 0 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 |
| НДС | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 47 |
| **Всего смета проекта** | **0** | **0** | **0** | **306** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **306** |

**Таблица 24. Всего затраты по разделу «Реконструкция и техническое перевооружение тепловых сетей», тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ВСЕГО** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030-2037 | Всего |
| ПИР и ПСД | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Оборудование | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| СМ и НР | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Всего кап.затраты** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |
| Непредвиденные расходы | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| НДС | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Всего смета проекта** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** |

**Таблица 25. Необходимые инвестиции в строительство котельных, установку ВПУ на источниках тепловой энергии, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей до 2037 года в проиндексированных ценах (прогноз), тыс. руб.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ВСЕГО** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030-2037 | Всего |
| ПИР и ПСД | 0 | 0 | 0 | 20 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 0 | 0 | 47 |
| Оборудование | 0 | 0 | 0 | 117 | 1 744 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1258 | 0 | 0 | 3 118 |
| СМ и НР | 0 | 0 | 0 | 100 | 443 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 319 | 0 | 0 | 862 |
| **Всего кап.затраты** | **0** | **0** | **0** | **237** | **2 202** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **1588** | **0** | **0** | **4 027** |
| Непредвиденные расходы | 0 | 0 | 0 | 22 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 159 | 0 | 0 | 401 |
| НДС | 0 | 0 | 0 | 47 | 436 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 314 | 0 | 0 | 797 |
| **Всего смета проекта** | **0** | **0** | **0** | **306** | **2 858** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **2061** | **0** | **0** | **5 225** |

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

Результатом утверждения схемы теплоснабжения Белогородского сельского поселения до 2037 года должно быть выделение единой теплоснабжающей организации (далее по тексту – ЕТО) и тарифа на тепловую энергию отпускаемую потребителям.

Предлагаемые в Разделе 7 настоящего отчета источники инвестиций предполагают возможность привлечения тарифных средств для реализации программы.

Существует ограничение на применения тарифных средств для реализации программы из-за предельных норм роста тарифов, утверждаемых Федеральной службой по тарифам.

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу, выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки по теплоснабжающему предприятию. На рис. 3 представлена динамика изменения тарифов тепловой энергии.

**Рис. 3. Прогноз величины тарифа по теплоснабжающему предприятию, влияние на величину тарифа реализации мероприятий указанных в программе**

Из рисунка 3 видно, что величина тарифа при условии реализации проектов схемы теплоснабжения снижается по отношению к величине тарифа, определенная без учета реализации проектов. Реализация инвестиционных проектов приводит к тому, что прогнозируемая величина тарифа «с проектами» ниже величины тарифа «без проектов».

Этот обусловлено установкой ВПУ на теплоисточниках, выполнением плановых текущих и капитальных работ по ремонту котельного оборудования, систематической химреагентной промывкой котлов и очисткой внутритопочного пространства, установкой ВПУ и своевременной заменой котельного оборудования, а также настройкой режимов работы котлоагрегатов под технологические особенности используемого топлива, обеспечением систематической работы по инвентаризации запасов топлива по количественным и качественным показателям, входного контроля топлива по этим же показателям и проведением претензионных мероприятий с поставщиками топлива в случаях выявления отклонений от параметров, определенных договорами на поставку.

Резкий всплеск тарифа в 2021, 2024 годах обусловлен инвестициями на замену трех котлоагрегатов в связи с достижением нормативного срока службы 25 лет:

2021 год - один котлоагрегат на котельной №2 Белогородского сельского поселения;

2024 год – два котлоагрегата на котельной 2-я Пристань Кийского сельского поселения.

Сглаживание резких скачков тарифа возможно осуществить при формировании программы привлечения финансовых средств на реализацию проектов.

# 8. Решение об определении ЕТО

Единая теплоснабжающая организация имеет особый статус, связанный с необходимостью гарантированного теплоснабжения потребителей.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения.

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

- определить единую теплоснабжающую организацию в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации и присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой мощностью.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения. В случае, если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе: определить единую теплоснабжающую организацию в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа; определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В случае, если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации и присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой мощностью.

На сегодняшний день согласно пункту 7 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями) критериями определения единой теплоснабжающей организации для существующей зоны теплоснабжения в селе Белогородка являются:

- владение котельными в селе Белогородка по улицам: Земляницына, Пальчикова и тепловыми сетями вышеуказанных котельных общей протяженностью 1030 м (в двухтрубном исчислении) на законном основании; данный источник теплоснабжения является единственным на территории Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района;

- размер собственного капитала по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии;

- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения - наличие у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения.

Поскольку численность населения Белогородского сельского поселения Мариинского муниципального района не превышает 500 тысяч человек, то в соответствии с пунктом 3 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», статус единой теплоснабжающей организации присваивается решением органа местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения.

Согласно пункту 11 Постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями) в случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Границами зоны деятельности теплоснабжающей организации является зона действия:

- котельная № 1 в селе Белогородка ограничена улицей Земляницина и снабжает тепловой энергией и горячим водоснабжением потребителей: муниципальное казенное общеобразовательное учреждение «Белогородский Детский дом №1», администрация Белогородского сельского поселения, магазин, а так же жилые дома по ул. Земляницына.

- котельная № 2 в селе Белогородка ограничена улицей Пальчикова. Потребителями тепловой энергии для нужд отопления от вышеуказанного источника являются: муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение «Белогородская основная общеобразовательная школа».

#

# 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

В связи с тем, что все источники тепловой энергии имеют резерв мощности и обеспечивают требуемые гидравлические параметры теплоносителя у потребителей (с учетом выполнения предложенных мероприятий) производить перераспределение тепловой нагрузки между источниками в эксплуатационном режиме не имеет смысла.

Предлагаемое к реализации распределение тепловой нагрузки представлено в таблице 26.

**Таблица 26. Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование котельной** | **Загрузка источников по присоединенной тепловой нагрузке, Гкал/час** |
| **2018 год** | **2019 год** | **2024 год** | **2030-2037 г.** |
| Котельная №1 | 0,226 | 0,226 | 0,226 | 0,226 |
| Котельная №2 | 0,096 | 0,096 | 0,096 | 0,096 |

#

# 10. Решения по бесхозяйным тепловым сетям

Согласно данным администрации Мариинского муниципального района, бесхозяйные тепловые сети на территории Белогородского сельского поселения отсутствуют. Все сети обслуживаются предприятиями в зонах действия, чьих источников они находятся.