

Утверждена  
постановлением администрации  
Топкинского муниципального округа  
от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_



**Схемы теплоснабжения  
с. Лукошкино, п. Центральный, д. Коз-  
лово, рзд. Юрьевка и рзд. 96 км  
на период 2021-2023 г.г. с перспективой до 2030 г.**

**Пояснительная записка**

Топки 2020

## Содержание

Введение	6
1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа .....	8
1.1. Общая часть .....	8
1.2. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления.....	8
1.3. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности).....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
1.4. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах .....	11
2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей .....	11
2.1. Радиусы эффективного теплоснабжения.....	11
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	14
2.3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	14
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	15
2.5. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источников тепловой энергии.....	16
2.6. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто .....	16
2.7. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям .....	17
2.8. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей .....	19
2.9. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям,	

источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности.....	19
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 .....	19
3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок.....	20
3.1. Порядок расчета перспективных балансов производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	20
3.1.1. Общие положения .....	20
3.1.2. Определение расчетного часового расхода воды для расчета производительности водоподготовки .....	21
3.1.3. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителя .....	22
3.1.4. Определение расхода воды на собственные нужды водоподготовительных установок .....	24
3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками .....	26
3.3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	28
4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	29
4.1. Общие положения .....	29
4.2. Предложения по строительству источников тепловой энергии.....	30
4.3. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.....	30
4.4. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....	30
4.5. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии котельных.....	31

4.6. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы.....	31
4.7. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	31
4.8. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы .....	31
4.9. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии .....	31
4.10. Оптимальные температурные графики отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии систем теплоснабжения.....	32
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.....	32
5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей .....	32
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) .....	32
5.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку .....	33
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.....	33
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 .....	33
5.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения расчетных расходов теплоносителя .....	33

5.6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	34
6. Перспективные топливные балансы .....	34
7. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение .....	38
7.1. Общие положения .....	38
7.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе .....	40
7.3. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них.....	42
7.4. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения .....	44
7.5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения ..	46
8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).....	47
9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии ....	49
10. Решения по бесхозным тепловым сетям.....	49

## Введение

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 Топкинского муниципального округа, теплоснабжающими организациями

На рис.1 указаны следующие населенные пункты:

- с. Лукошкино;
- п. Центральный;
- д. Козлово;
- рзд. Юрьевка;
- рзд. 96 км.



Рис.1. Расположение населенных пунктов

На территории указанных населенных пунктов находится один централизованный источник тепловой энергии – коммунальная котельная п. Центральный, МКП «ТЕПЛО».

Состав и техническая характеристика котельной приведена в таблице 1.

**Таблица 1. Состав и техническая характеристика оборудования котельной в 2020 г.**

№	Наименование котельной	Состав и тип оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода оборудования в эксплуатацию	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч			
					Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
<b>МКП «ТЕПЛО»</b>								
1	Коммунальная котельная п. Центральный	Сибирь-7М	0,7	1994	0,874	-	0,038	0,912
		Сибирь-7М	0,7	1994				
		Сибирь-7М	0,7	1996				

Установленная мощность коммунальной котельной п. Центральный – 2,1Гкал/ч. Котельная функционирует 5808 часов в год. Потребителями тепловой энергии для нужд отопления и горячего водоснабжения от вышеуказанного источника являются жилые здания и объекты социально-культурного назначения. Потребители подключены к тепловой сети по зависимой схеме, горячее водоснабжение потребителей осуществляется по открытой схеме. 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 75-60 °С. Общая протяженность тепловых сетей котельной –1 224 м.

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

Основным видом топлива является каменный уголь марки ДР 0-200 (300), который добывается на разрезе Камышанский. Приборы учета тепловой энергии отсутствуют.

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

### **1.1. Общая часть**

Согласно данным администрации Топкинского муниципального округа строительство жилых и общественно-деловых зданий на перспективу до 2030 г. не планируется. В связи с этим при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения указанных населенных пунктов принимаем, что строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) 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**

Согласно данным администрации муниципального округа строительство жилых и общественно-деловых зданий на перспективу до 2030 г. не планируется. В связи с этим при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения указанных сельских населенных пунктов принимаем, что строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется.



**Таблица 2. Перспективное изменение строительных площадей с разделением на расчетные периоды до 2030 года**

Наименование объекта	Площадь, м <sup>2</sup>		
	прирост 2021-2025 г.г.	прирост 2026-2030 г.г.	прирост 2021-2030 г.г.
Общественные здания	0	0	0
Жилые здания	0	0	0
ИТОГО:	0	0	0

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

Согласно данным администрации муниципального округа строительство жилых и общественно-деловых зданий на перспективу до 2030 г. не планируется. В связи с этим при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения указанных сельских населенных пунктов принимаем, что строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется.

**Таблица 3. Прогноз прироста тепловой нагрузки для перспективной застройки в период до 2030 г.**

Наименование объекта	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
	2021-2025 г.г.				2026-2030 г.г.				2021-2030 г.г.			
Общественные здания	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
<b>ИТОГО:</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 4. Тепловая нагрузка для перспективной застройки в период до 2030 г.**

Наименование населенного пункта	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	ИТОГО	Отопление	Вентиляция	ГВС	ИТОГО	Отопление	Вентиляция	ГВС	ИТОГО
	2021 г.				2026 г.				2030 г.			
п. Центральный	0,874	-	0,038	0,912	0,874	-	0,038	0,912	0,874	-	0,038	0,912
<b>Всего</b>	<b>0,874</b>	<b>-</b>	<b>0,038</b>	<b>0,912</b>	<b>0,874</b>	<b>-</b>	<b>0,038</b>	<b>0,912</b>	<b>0,874</b>	<b>-</b>	<b>0,038</b>	<b>0,912</b>

Анализ данных таблиц 3 и 4 показывает, что в период 2021-2030 гг. нагрузки жилого и общественного фонда сохранятся на уровне показателей 2021 года.

Расчетные нагрузки системы теплоснабжения для обеспечения теплом до 2030 г. в целом составят 0,912 Гкал/ч.

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

Согласно данным администрации Топкинского муниципального округа строительство новых промышленных предприятий на территории указанных сельских населенных пунктов на перспективу до 2030 г. не планируется.

### **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 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 г.). Для приведения указанных зависимостей к современным условиям функционирования системы теплоснабжения использован эмпирический коэффициент, предложенный В.Н. Папушкиным (ВТИ, Москва),  $K = 563$ .

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

$$S = A + Z \rightarrow \min, \text{ руб./Гкал/ч}$$

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

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

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

$$A = \frac{1050 \cdot R^{0,48} \cdot B^{0,26} \cdot S}{\Pi^{0,62} \cdot H^{0,19} \cdot \Delta\tau^{0,38}}, \text{ руб./Гкал/ч}$$

$$Z = b + \frac{30 \cdot 10^6 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi}, \text{ руб./Гкал/ч}$$

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

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

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

$S$  - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м<sup>2</sup>;

$B$  - среднее количество абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, шт./км<sup>2</sup>;

$\Pi$  - тепловая плотность района, Гкал/ч\*км<sup>2</sup>;

$\Delta\tau$  - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

$\varphi$  - 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:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0,86} \cdot B^{0,26} \cdot S}{\Pi^{0,62} \cdot H^{0,19} \cdot \Delta\tau^{0,38}}$$

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

$$R_3 = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

По полученной формуле определен эффективный радиус теплоснабжения. Результаты расчетов приведены в таблице 4.

**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 котельной п. Центральный на 2021 г.**

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Коммунальная котельная п. Центральный
Поправочный коэффициент «фи»	$\varphi$	-	1
Удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети	$S$	руб./м <sup>2</sup>	145548
Потери давления в тепловой сети	$H$	м.вод.ст.	8,281
Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения	$B$	шт./км <sup>2</sup>	873
Теплоплотность района	$\Pi$	Гкал/ч/км <sup>2</sup>	11,54
Площадь зоны действия источника	-	км <sup>2</sup>	0,0790
Количество абонентов в зоне действия источника(по количеству заключенных договоров)	-	шт.	69
Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей	-	Гкал/ч	0,912
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали	-	м	637
Расчетная температура в подающем трубопроводе	-	°С	75
Расчетная температура в обратном трубопроводе	-	°С	60
Расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети	$\Delta\tau$	°С	15
Эффективный радиус	$R$	км	7,0

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

Границы существующей зоны действия котельной п. Центральный изображены на рисунке 2.



Рис.2. Существующая зона действия коммунальной котельной п. Центральный

## 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

Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2021-2030 г.г. представлен в таблице 6.

**Таблица 6. Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки коммунальной котельной п. Центральный по состоянию на 2021-2030 г.г.**

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
2020	2,10	2,10	0,030	0,459	0,912	0,699
2021	2,10	2,10	0,030	0,459	0,912	0,699
2022	1,62	1,62	0,030	0,372	0,912	0,306
2023	1,62	1,62	0,030	0,285	0,912	0,393
2024	1,62	1,62	0,030	0,198	0,912	0,480
2025	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567
2026	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567
2027	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567
2028	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567
2029	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567
2030	1,62	1,62	0,030	0,111	0,912	0,567

Дефицит тепловой мощности на протяжении 2021-2030 г.г. не наблюдается.

В 2022 г. планируется произвести замену котлов №1,2,3 марки Сибирь 7М на водогрейные котлоагрегаты марки КВр-0,63 (3шт.), производительностью 0,54Гкал/ч каждый. В результате проведения указанных мероприятий, располагаемая тепловая мощность котельной к 2030 г. снизится и составит 1,62 Гкал/ч. В период 2022-2024г.г. планируется произвести перекладку существующих тепловых сетей котельной, что приведет к постепенному снижению потерь в тепловых сетях и увеличению резерва тепловой мощности котельной.

**Таблица 7. Годовой полезный отпуск тепловой энергии на 2021-2030 г.г. Гкал за год**

Год	2021- 2025 г.г.	2026-2030 г.г.
Коммунальная котельная п.Центральный	2212,59	2212,59

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

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды источника тепловой энергии рассчитаны как отношение расхода тепловой энергии на отопление помещения котельной к суммарному расходу собственных нужд согласно данным расчета удельных расходов топлива на отпущенную тепловую энергию МКП «ТЕПЛО» на 2020 год. Значения для коммунальной котельной п. Центральный – 32,25 %.

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

В таблице 8 приведены значения существующей и перспективной тепловой мощности котельной нетто, то есть располагаемой мощности котельной без учета затрат тепловой энергии на собственные нужды.

**Таблица 8. Тепловая мощность котельных нетто**

Номер, наименование котельной	Тепловая мощность котельных нетто, Гкал/ч			
	2020 год	2021год	2026 год	2030 год
Котельная п. Центральный	2,07	2,07	1,59	1,59



## **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 2020 год МКП «ТЕПЛО». В ходе проведения расчетов, доля потерь тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов составили для котельной: коммунальная котельная п. Центральный – 97,83%, доля тепловой энергии с потерями теплоносителя на компенсацию этих потерь – 2,17 %.

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 9.

**Таблица 9. 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											
	2020 год			2021 год			2026 год			2030 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
Коммунальная котельная п. Центральный	0,449	0,010	0,459	0,449	0,010	0,459	0,109	0,002	0,111	0,109	0,002	0,111

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

Данные по затратам 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, источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности**

Значения резерва тепловой мощности источника теплоснабжения представлены в таблицеб.

Резервы тепловой мощности сохраняются при развитии системы теплоснабжения на всех этапах реализации схемы теплоснабжения указанных сельских населенных пунктов.

Аварийный резерв тепловой мощности источника тепловой энергии достаточен для поддержания котельной 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**

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

##### **3.1.1. Общие положения**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, содержат обоснование балансов производительности водоподготовительных установок 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 РФ от 30.06.2003 г. № 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 г. № 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 необработанной 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.

Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м<sup>3</sup> на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м<sup>3</sup> на 1 МВт - при открытой системе и 30 м<sup>3</sup> 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 г.).

### **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, м<sup>3</sup>, определялись по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.год.н}}n_{\text{год}},$$

где  $a$  – норма среднегодовой утечки теплоносителя, м<sup>3</sup>/чм<sup>3</sup>, установленная правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$  – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м<sup>3</sup>;

$n_{\text{год}}$  – продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$  – среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м<sup>3</sup>/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, определялась из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}) = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / n_{\text{год}},$$

где  $V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м<sup>3</sup>;

$n_{\text{от}}$  и  $n_{\text{л}}$  – 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/см<sup>2</sup> 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:

$$G_{\text{псв}}^{\text{план}} = G_{\text{псв}}^{\text{норм}} \frac{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}}{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}},$$

где:  $G_{\text{псв}}^{\text{план}}$  – ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м<sup>3</sup>;

$G_{\text{псв}}^{\text{норм}}$  – годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м<sup>3</sup>;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}$  – ожидаемый суммарный среднегодовой объём тепловых сетей, м<sup>3</sup>;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$  – суммарный среднегодовой объём тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м<sup>3</sup>.

### **3.1.4. Определение расхода воды на собственные нужды водоподготовительных установок**

Расход воды на собственные нужды водоподготовительных установок 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 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 водоподготовительных установок 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 сульфоглем

$$P_{Na1} = P_{и} * 100 Ж_0 / e_{cy},$$

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

$$P_{Na1} = P_{и} * 100 Ж_0 / e_{KY-2},$$

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

$$P_{Na2} = P_{и} (100 + P_{Na1}) Ж_{Na1} / e_{cy},$$

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

$$P_{Na1} = P_{и} (100 + P_{Na1}) Ж_{Na1} / e_{KY-2},$$

где:

$P_{и}$  – удельный расход воды на собственные нужды фильтра м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>:

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

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

для фильтра первой ступени, загруженного сульфоглем в H-форме – 5,0;

для фильтра второй ступени, загруженного сульфоглем в H-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 H-форме – 6,5;  
для фильтра второй ступени, загруженного катионитом КУ-2 в H-форме – 12,0.

$e_{cy}$  – значение рабочей обменной емкости ионита, г-экв/м<sup>3</sup>:

для сульфогля марки СК в Na-форме – 267;  
для сульфогля марки СК в H-форме – 270;  
для сульфогля марки СМ в Na-форме – 357;  
для сульфогля марки СМ в H-форме – 270;  
для катионита марки КУ-2 в Na-форме – 950;  
для катионита марки КУ-2 в H-форме – 650.

$J_0$  – жесткость исходной воды, принята по значениям представленной теплоснабжающей организацией МКП «ТЕПЛО».

### **3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками**

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

Перспективный годовой расход объема теплоносителя приведен в таблице 10.

**Таблица 10. Годовой расход теплоносителя в зоне действия котельной п. Центральный**

Параметры	Единицы измерения	2021-2025 г.г.	2026-2030 г.г.
Котельная п. Центральный			
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м <sup>3</sup> /год	2,368	2,368
нормативные утечки теплоносителя	тыс. м <sup>3</sup> /год	1,357	1,357
сверхнормативные утечки теплоносителя*	тыс. м <sup>3</sup> /год	0*	0*
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)**	тыс. м <sup>3</sup> /год	1,01	1,01

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

\*\* - расчетные значения.

В настоящее время на котельной п. Центральный водоподготовительные установки отсутствуют. Для определения перспективной проектной производительности водоподготовительных установок указанной котельной рассчитаны годовые и среднечасовые расходы подпитки тепловой сети.

В таблице 11 представлены балансы производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в зоне действия котельной и перспективные значения подпитки тепловой сети, обусловленные нормативными утечками в тепловых сетях.

**Таблица 11. Баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в зоне действия котельной п. Центральный**

Параметры	Единицы измерения	2021-2025	2026-2030
МКП «ТЕПЛО»			
Коммунальная котельная п. Центральный			
Установленная производительность водоподготовительной установки	м <sup>3</sup> /ч	2,4	2,4
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м <sup>3</sup> /ч	0,404	0,404
- расчетные нормативные утечки теплоносителя	м <sup>3</sup> /ч	0,23	0,23
- расчетный отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)**	м <sup>3</sup> /ч	0,174	0,174
Расчетные собственные нужды	м <sup>3</sup> /ч	0,5	0,5

водоподготовительной установки			
Требуемая производительность водоподготовительной установки	м <sup>3</sup> /ч	1,6	1,6

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

\*\* - расчетные значения.

Анализ таблицы 11 показывает, что расход сетевой воды на горячее водоснабжение для коммунальной котельной п. Центральный остается без изменений.

Информация о предлагаемом оборудовании ВПУ для существующей котельной представлена в таблице 12.

**Таблица 12. Предложение по выбору водоподготовительных установок для источника теплоснабжения п. Центральный**

№ п/п	Наименование планировочного района	Наименование источника	Марка водоподготовительной установки	Производительность (номинальная – максимальная), м <sup>3</sup> /ч
1	п. Центральный	Коммунальная котельная п. Центральный	PentairWater TS 91-12 M	2,4

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

Существующий бак-аккумулятор (83м<sup>3</sup>) удовлетворяет потребностям подпитки тепловой сети, систем отопления и ГВС. Согласно величине расчетного отпуска теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения суммарная емкость баков-аккумуляторов должна составлять 1,3м<sup>3</sup>.

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

Баланс производительности водоподготовительных установок в аварийных режимах приведен в таблице 13.

**Таблица 13. Баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

Наименование показателя	Единицы измерения	2021-2025	2026-2030
<b>МКП «ТЕПЛО»</b>			
<b>Коммунальная котельная п. Центральный</b>			
Располагаемая производительность водоподготовительной установки	м <sup>3</sup> /ч	2,4	2,4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	штук	1	1
Емкость баков-аккумуляторов	м <sup>3</sup>	83	83
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка с учетом нормативных утечек и максимальным ГВС	м <sup>3</sup> /ч	2,67	2,67

Как следует из таблицы 13 производительность водоподготовительной установки котельной п. Центральный будет 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.

Согласно данным администрации муниципального округа строительство жилых и общественно-деловых зданий на перспективу до 2030 г. не планируется. В связи с этим при расчете перспективных нагрузок для составления схемы теплоснабжения данных сельских населенных пунктов принимаем, что строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых 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 данных сельских населенных пунктов на ближайшую перспективу не требуется.

Решения по подбору инженерного оборудования источника 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 источника теплоснабжения, приняты условно, при необходимости можно заменить на аналогичные.

#### **4.2. Предложения по строительству источников тепловой энергии**

На территории указанных сельских населенных пунктов строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых 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**

На территории указанных сельских населенных пунктов строительство, расширение объектов перспективного строительства общественно-деловых зданий (детских садов, школ, общественных центров и т.п.) не планируется. В связи с этим, необходимость в реконструкции, с целью увеличения тепловой мощности на территории указанных сельских населенных пунктов на ближайшую перспективу не требуется.

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

Хотя резерв котельной п. Центральный достаточен для покрытия тепловых нагрузок подключенных потребителей, для повышения эффективности работы котельных, рекомендуется заменить котлоагрегаты со сроком службы 25 лет на новые котлы с более высоким КПД.

В 2022 году планируется заменить котлоагрегаты №1,2,3 на котлы марки КВр-0,63, производительностью 0,54 Гкал/ч или на аналогичное оборудование

На котельной п. Центральный планируется установить ВПУ марки PentairWater TS 91-12 M или аналогичное оборудование в 2021г.

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

Источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории указанных сельских населенных пунктов отсутствуют.

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

Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, не планируется.

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

На перспективу до 2030 г. не планируется переоборудование котельной в источник 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 пиковый режим работы**

Источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории указанных сельских населенных пунктов отсутствуют.

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

Существующие и перспективные режимы загрузки источника тепловой энергии по присоединенной нагрузке приведены в таблице 14.

**Таблица 14. Существующие и перспективные режимы загрузки источника по присоединенной тепловой нагрузке на период 2021-2030 г.г.**

Наименование котельной	Загрузка источников по присоединенной тепловой нагрузке, %		
	2021 г.	2026 г.	2030 г.
Коммунальная котельная п. Центральный	56,3	56,3	56,3

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

Тепловые сети запроектированы на работу при расчетных параметрах теплоносителя 75/60°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 источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности представлены в таблице бнастоящего 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 указанных сельских населенных пунктов отсутствует. Согласно данным администрации Топ-



кинского муниципального округа строительство жилых и общественно-деловых зданий на перспективу до 2030 г. 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 строительство новых котельных и тепловых сетей на территории сельского 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 котельной п. Центральный 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**

На территории указанных сельских населенных пунктов находится один источник тепловой энергии (коммунальная котельная п. Центральный).

### **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 котельной не планируется, перевод котельной 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 котельной п. Центральный обеспечивает необходимый располагаемых напор на вводах потребителей, подключенных к централизованному теплоснабжению.

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

Для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения рекомендуется производить замену участков трубопроводов тепловых сетей выработавший ресурс (прослужившие более 30 лет).

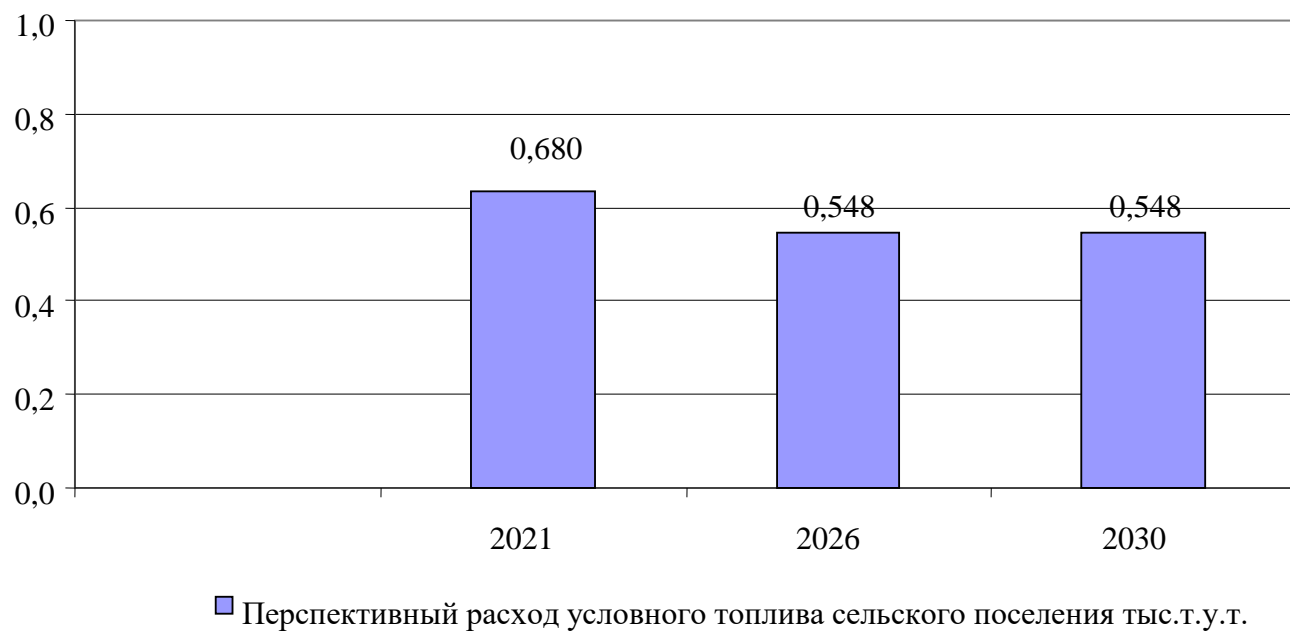
В п. Центральный предлагается заменить несколько участков тепловых сетей от коммунальной котельной, а именно:

- Ду50, протяженностью 535,5м построены в 1963-1970 гг.;
- Ду70, протяженностью 71 м построены в 1963 г.;
- Ду100, протяженностью 301 м построены в 1963 г.;
- Ду150, протяженностью 274 м построены в 1963 г.

Замену предлагается осуществитьс 2022-2024 гг.

## **6. Перспективные топливные балансы**

Значения перспективных расходов основного вида топлива на источнике тепловой энергии приведены в таблице15. На рисунке 3 представлены прогнозируемые значения потребления топлива котельной по периодам.



**Рис.3. Перспективный расход условного топлива по периодам**

**Таблица 15. Топливный баланс системы теплоснабжения п. Центральный**

Наименование котельной	2021 г.		2026 г.		2030 г.	
	Годовой отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т	Годовой отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т	Годовой отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Годовой расход условного топлива, тыс. т.у.т
Коммунальная котельная п. Центральный	2792,79	0,680	2792,79	0,548	2792,79	0,548

Согласно таблицы 15 перспективный расход условного топлива к 2030 году уменьшится на 0,132тыс. т.у.т. Снижение расхода топлива связано с заменой котлов и тепловых сетей.

В таблице 16 и рисунке 4 представлен перспективный баланс по топливу.

**Таблица 16. Перспективный баланс по топливу за период с 2021 г. по 2030 г.**

Год	Годовой расход условного топлива, тыс.т.у.т
2021	0,680
2022	0,614
2023	0,515
2024	0,548
2025	0,548
2026	0,548
2027	0,548
2028	0,548
2030	0,548

**Рис. 4. Перспективный баланс п. Центральный, тыс.т.у.т.**

В таблице 17 представлены данные по запасам топлива по периодам.

**Таблица 17. Прогноз нормативов создания запасов каменного угля**

Наименование энергоисточника	Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), тыс.т	Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), тыс. т.	Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т
<b>2020-2021 г.г.</b>			
Коммунальная котельная п. Центральный	0,243	0,036	0,207
<b>2026 г.</b>			
Коммунальная котельная п. Центральный	0,243	0,036	0,207
<b>2030 г.</b>			
Коммунальная котельная п. Центральный	0,243	0,036	0,207

## **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 18 приведена Программа развития системы теплоснабжения указанных населенных пунктов до 2030 года с проиндексированными кап. затратами разработанная на основании принятых решений.

**Таблица 18. Программа развития системы теплоснабжения указанных сельских населенных пунктов до 2030 года с проиндексированными кап. затратами указанными в ценах соответствующих лет, тыс. руб.**

Наименование котельной, мероприятия	Планируемые действия		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
<b>1. Котельная п. Центральный МКП "ТЕПЛО"</b>													
Реконструкция котельной	Демонтаж, консервация котельного оборудования	Демонтаж котла №1,2,3 марки Сибирь-7М	0	419	0	0	0	0	0	0	0	0	419
	Монтаж котельного оборудования	Монтаж котла №1 марки КВр-0,63	0	909	0	0	0	0	0	0	0	0	909
		Монтаж котла №2 марки КВр-0,63	0	909	0	0	0	0	0	0	0	0	909
		Монтаж котла №3 марки КВр-0,63	0	909	0	0	0	0	0	0	0	0	909
	Установка ХВП	Установка ХВП - PentairWater TS 91-12 М - 1 шт. или аналогичного оборудования.	259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	259
Развитие тепловых сетей котельной п. Центральный в связи с истечением срока эксплуатации	Реконструкция тепловых сетей	Замена тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения	0	3779	3930	4087	0	0	0	0	0	0	11796
<b>ИТОГО ПО КОТЕЛЬНОЙ:</b>			<b>259</b>	<b>6925</b>	<b>3930</b>	<b>4087</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15201</b>

## **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 реконструкция источников тепловой энергии приведена в таблице 19.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу установка ВПУ на существующих источниках приведена в таблице 20.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах в целом по всем мероприятиям по источникам тепловой энергии приведена в таблице 21.



**Таблица 19. Всего затраты по разделу «Реконструкция источников тепловой энергии», тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	0	131	0	0	0	0	0	0	0	0	131
Оборудование	0	1172	0	0	0	0	0	0	0	0	1172
СМ и НР	0	1088	0	0	0	0	0	0	0	0	1088
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>0</b>	<b>2391</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2391</b>
Непредвиденные расходы	0	231	0	0	0	0	0	0	0	0	231
НДС	0	524	0	0	0	0	0	0	0	0	524
<b>Всего смета проекта</b>	<b>0</b>	<b>3146</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3146</b>

**Таблица 20. Всего затраты по разделу «Установка ВПУ и баков-аккумуляторов на источниках тепловой энергии», тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Оборудование	97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	97
СМ и НР	89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	89
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>197</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>197</b>
Непредвиденные расходы	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
НДС	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43
<b>Всего смета проекта</b>	<b>259</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>259</b>

**Таблица 21. Величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и установку ВПУ на источниках тепловой энергии, тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	11	131	0	0	0	0	0	0	0	0	142
Оборудование	97	1172	0	0	0	0	0	0	0	0	1269
СМ и НР	89	1088	0	0	0	0	0	0	0	0	1177
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>197</b>	<b>2391</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2588</b>
Непредвиденные расходы	19	231	0	0	0	0	0	0	0	0	250
НДС	43	524	0	0	0	0	0	0	0	0	567
<b>Всего смета проекта</b>	<b>259</b>	<b>3146</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3405</b>

### **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 строительство тепловых сетей приведена в таблице 22.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах по разделу реконструкция и техническое перевооружение тепловых сетей приведена в таблице 23.

Информация о величине инвестиций в проиндексированных ценах в целом по всем мероприятиям по тепловым сетям приведена в таблице 24.

**Таблица 22. Всего затраты по разделу «Строительство тепловых сетей», тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	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
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Непредвиденные расходы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего смета проекта</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 23. Всего затраты по разделу «Реконструкция и техническое перевооружение тепловых сетей», тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	0	158	164	171	0	0	0	0	0	0	493
Оборудование	0	1409	1465	1523	0	0	0	0	0	0	4397
СМ и НР	0	1303	1356	1410	0	0	0	0	0	0	4069
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>0</b>	<b>2870</b>	<b>2985</b>	<b>3104</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8959</b>
Непредвиденные расходы	0	279	290	302	0	0	0	0	0	0	871
НДС	0	630	655	681	0	0	0	0	0	0	1966
<b>Всего смета проекта</b>	<b>0</b>	<b>3779</b>	<b>3930</b>	<b>4087</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11796</b>

**Таблица 24. Величина необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей», тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	0	158	164	171	0	0	0	0	0	0	493
Оборудование	0	1409	1465	1523	0	0	0	0	0	0	4397
СМ и НР	0	1303	1356	1410	0	0	0	0	0	0	4069
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>0</b>	<b>2870</b>	<b>2985</b>	<b>3104</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8959</b>
Непредвиденные расходы	0	279	290	302	0	0	0	0	0	0	871
НДС	0	630	655	681	0	0	0	0	0	0	1966
<b>Всего смета проекта</b>	<b>0</b>	<b>3779</b>	<b>3930</b>	<b>4087</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11796</b>

#### **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 2030 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 25. Необходимые инвестиции в реконструкцию котельных, в реконструкцию и строительство тепловых сетей, установку ВПУ и баков-аккумуляторов на источниках тепловой энергии, до 2030 года в проиндексированных ценах (прогноз) без учета затрат на демонтаж и консервацию котлоагрегатов, тыс. руб.**

<b>ВСЕГО</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего
ПИР и ПСД	11	289	164	171	0	0	0	0	0	0	635
Оборудование	97	2581	1465	1523	0	0	0	0	0	0	5666
СМ и НР	89	2391	1356	1410	0	0	0	0	0	0	5246
<b>Всего кап.затраты</b>	<b>197</b>	<b>5261</b>	<b>2985</b>	<b>3104</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11547</b>
Непредвиденные расходы	19	510	290	302	0	0	0	0	0	0	1121
НДС	43	1154	655	681	0	0	0	0	0	0	2533
<b>Всего смета проекта</b>	<b>259</b>	<b>6925</b>	<b>3930</b>	<b>4087</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15201</b>

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

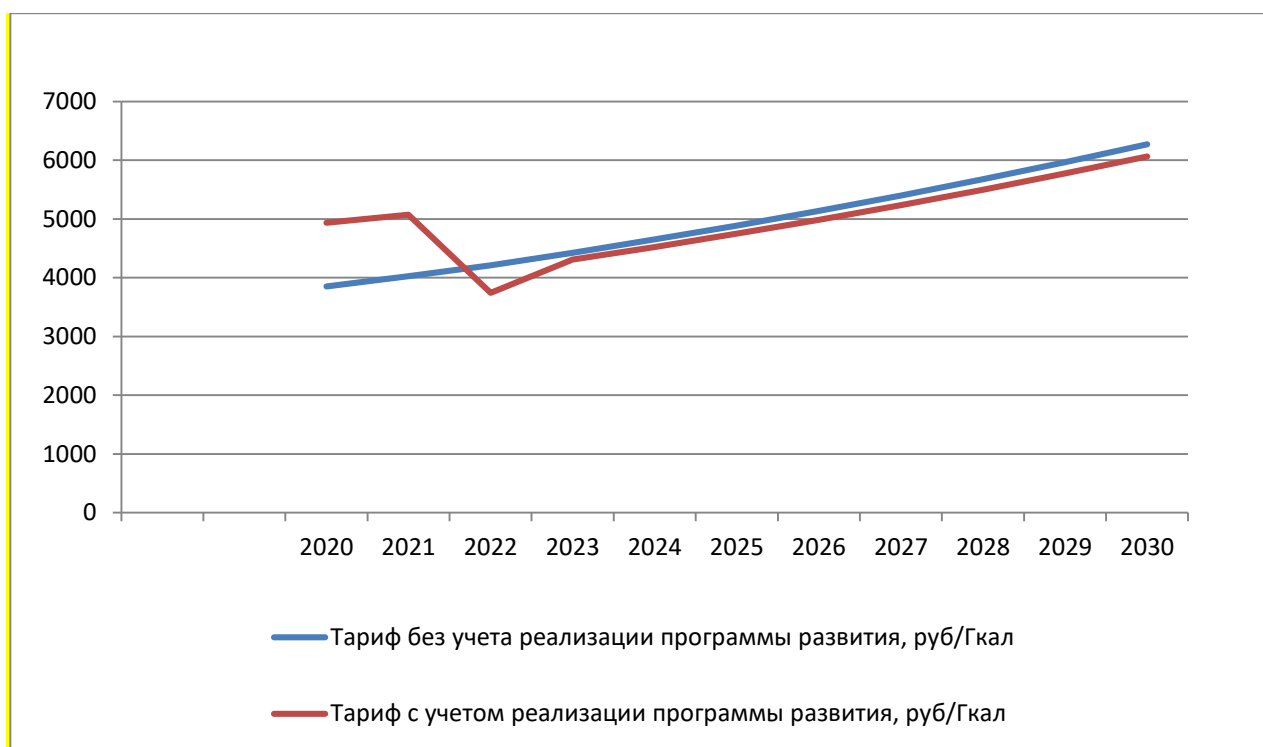
Результатом утверждения схемы теплоснабжения указанных сельских населенных пунктов до 2030 года должно быть выделение ЕТО и тарифа на тепловую энергию отпускаемую потребителям. Период, с которого действует ЕТО «МКП «ТЕПЛО» - 2021 г.

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 ФСТ.

Анализ влияния реализации проектов схемы теплоснабжения, предлагаемых к включению в инвестиционную программу, выполнен по результатам прогнозного расчета необходимой валовой выручки.

На рис. 5 представлена динамика изменения тарифов тепловой энергии по ЕТО.



**Рис. 5. Прогноз величины тарифа (без НДС) по ЕТО МКП «ТЕПЛО», влияние на величину тарифа реализации мероприятий указанных в программе**

Из рисунка 5 видно, что величина тарифа при условии реализации проектов схемы теплоснабжения колеблется, в период до 2021 г. включительно превышая величину тарифа, определенную без учета реализации проектов. Это обусловлено большим объемом

реализуемых проектов в рассматриваемый период. Однако реализация этих проектов приводит к тому, что в период после 2021 г. прогнозируемая величина тарифа «с проектами» ниже величины тарифа «без проектов», что обусловлено выполнением мероприятий по замене котлоагрегатов, установке ВПУ, а так же замене отработавших свой срок участков тепловых сетей.

## **8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)**

При определении ЕТО рассматриваются только те организации, основной деятельностью которых является осуществление теплоснабжения жилых зданий, объектов социального и культурно-бытового назначения. Такой организацией является МКП «ТЕПЛО».

Предлагается для указанных сельских населенных пунктов определить одну ЕТО – МКП «ТЕПЛО».

Согласно пункту 7 раздел II «Критерии и порядок определения ЕТО» «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» утвержденных ПП РФ №808 от 08.08.2014 г. критериями для 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 ЕТО;

- размер собственного капитала;

- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Теплоснабжающая организация МКП «ТЕПЛО» соответствует требованиям для присвоения статуса ЕТО.

Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления Кемеровского района.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что теплоснабжающая организация МКП «ТЕПЛО» наиболее соответствует требованиям для присвоения статуса ЕТО.

Предлагается для указанных сельских населенных пунктов определить ЕТО – МКП «ТЕПЛО»

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО определены и установлены ПП РФ №808 от 08.08.2014 г. «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации». В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с пунктом 19 «Постановления об организации теплоснабжения...» могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.



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

На территории указанных сельских населенных пунктов действует единственный источник тепловой энергии – коммунальная котельная п. Центральный.

Предлагаемое к реализации распределение тепловой нагрузки представлено в таблице 24.

**Таблица 24. Распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

№	Наименование котельной	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
		2020 г.	2021 г.	2026 г.	2030 г.
1	Коммунальная котельная п. Центральный	0,912	0,912	0,912	0,912

## 10. Решения по бесхозным тепловым сетям

Согласно данным администрации Топкинского муниципального округа, бесхозные тепловые сети на территории указанных сельских населенных пунктов отсутствуют. Все сети обслуживаются предприятиями в зонах действия чьих источников они находятся.