

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА  
НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**ГЛАВА 7  
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ,  
РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ  
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ)  
МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения .....	4
2. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии .....	5
3. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	8
3.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения .....	9
3.2. Определение условий организации поквартирного отопления .....	11
3.3. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе централизованного теплоснабжения .....	14
4. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей ....	16
5. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период) .....	18
6. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	21
7. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	22
8. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей	

организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	28
9. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....	29
10. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	31
11. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	32
12. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	33
13. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки городского округа малоэтажными жилыми зданиями .....	34
14. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа.....	35
15. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	38
16. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.....	39
17. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения .....	40

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В результате реализации предложенных мероприятий, в Озерском городском округе полностью покрывается потребность в приросте тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии и в зонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии. В соответствии с п. 155-157 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» структура необходимых инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии состоит из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке: номер мероприятий (проектов) «XXX.XX.XX.XXX», в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО;
- вторые две значащих цифры (.XX.) номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

«.01» – группа проектов на источниках тепловой энергии (мощности);

«.02» – группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели на источниках тепловой энергии:

«.01» – подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

«.02» – подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.03» – подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

«.04» – подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки.

## **2. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ, РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ И ПРОШЕДШИХ ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2024 г. существенные корректировки коснулись мероприятий АО «РИР». Добавлены проекты, уточнены стоимости и сроки реализации локальных мероприятий на эксплуатируемых котельных.

Анализ изменений мероприятий на источниках, включенных на актуализацию 2024 г. (таблица 2-1), по сравнению с мероприятиями, заявленными на актуализацию 2023 г. (таблица 2-2), и сравнение их по группам проектов представлено в таблице 2-3.

**Таблица 2-1 – Перечень мероприятий Озерского городского округа по группам проектов на источниках, предоставленных на актуализацию системы теплоснабжения на 2024 г., тыс. руб. с НДС**

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 002	Зона ЕТО не определена	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»	ММПКХ	ММПКХ	ФГУП «ПО «Маяк»	
<b>Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (актуализация на 2024 г.)</b>						
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	216 236,98	216 236,98
02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	65 820,00	127 692,00	0,00	193 512,00
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	375 682,81	0,00	0,00	0,00	375 682,81
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	641 503,05	0,00	0,00	0,00	641 503,05
<b>ВСЕГО</b>		<b>1 017 185,86</b>	<b>65 820,00</b>	<b>127 692,00</b>	<b>216 236,98</b>	<b>1 426 934,84</b>

**Таблица 2-2 – Перечень мероприятий Озерского городского округа по группам проектов на источниках, предоставленных на актуализацию системы теплоснабжения на 2023 г., тыс. руб. с НДС**

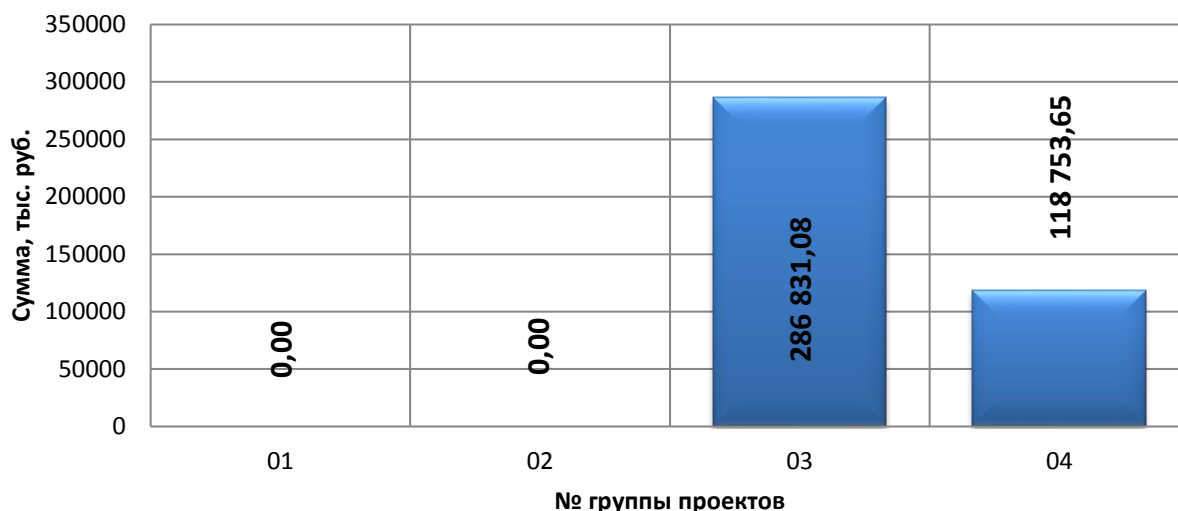
№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 002	Зона ЕТО не определена	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»	ММПКХ	ММПКХ	ФГУП «ПО «Маяк»	
<b>Мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (актуализация на 2023 г.)</b>						
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	216 236,98	216 236,98

02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	65 820,00	127 692,00	0,00	193 512,00
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	88 851,73	0,00	0,00	0,00	88 851,73
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	522 749,40	0,00	0,00	0,00	522 749,40
<b>ВСЕГО</b>		<b>611 601,13</b>	<b>65 820,00</b>	<b>127 692,00</b>	<b>216 236,98</b>	<b>1 021 350,11</b>

**Таблица 2-3 – Анализ отклонений стоимости мероприятий в Озерском городском округе по группам проектов на источниках, 2024 г. в сравнении с 2023 г., тыс. руб. с НДС**

№ группы проектов	Наименование группы проектов	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 001	Зона ЕТО 002	Зона ЕТО не определена	Итого по Озерскому городскому округу
		АО «РИР»	ММПКХ	ММПКХ	ФГУП «ПО «Маяк»	
<b>Отклонение стоимости мероприятий</b>						
01	Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02	Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03	Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	286 831,08	0,00	0,00	0,00	286 831,08
04	Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки	118 753,65	0,00	0,00	0,00	118 753,65
<b>ВСЕГО</b>		<b>405 584,73</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>405 584,73</b>

На рисунке 2-1 представлено изменение по группам проектов на актуализацию 2024 г. по сравнению с актуализацией на 2023 г.

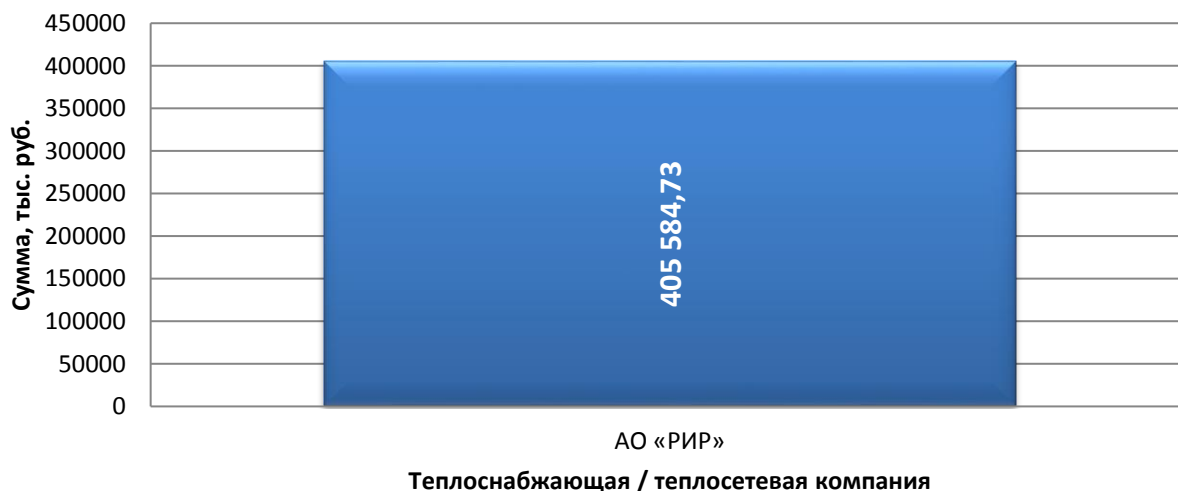


**Рисунок 2-1 – Отклонение стоимости мероприятий по группам проектов на источниках, поданных на актуализацию 2024 г. по сравнению с мероприятиями, поданными на актуализацию 2023 г.**

Из рисунка 2-1 видно, что произошло увеличение стоимости мероприятий в актуализации на 2024 г. по сравнению с актуализацией на 2023 г.:

- по группе проектов 03 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки» на 286 831,08 тыс. руб.;
- по группе проектов 04 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки» на 118 753,65 тыс. руб.;

Далее произведен анализ изменения стоимости мероприятий по теплоснабжающим (теплосетевым) компаниям. Результаты представлены на рисунке 2-2.



**Рисунок 2-2 – Отклонение стоимости мероприятий на источниках по компаниям, на актуализацию на 2024 г. по сравнению с мероприятиями на актуализацию 2023 г.**

Стоимость мероприятий АО «РИР» выросла на 405 584,73 тыс. руб. за счет исключения мероприятий инвестиционной направленности.

Стоимость мероприятий ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКС не изменилась.



### **3. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ**

#### **3.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения**

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации от 05.07.2018 г. № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (далее – Правила).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным как для единой теплоснабжающей организации, так и для теплоснабжающих/теплосетевых организаций. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, согласно Правилам, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в настоящей схеме теплоснабжения. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного настоящей схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, в соответствии с Правилами не допускается.

Нормативный срок подключения (с даты заключения договора о подключении) установлен п. 42. Правил и составляет:

- не более 18 месяцев – в случае наличия технической возможности;
- не более 3 лет – в случае если техническая возможность подключения обеспечивается в рамках инвестиционной программы исполнителя или смежной ТСО и иной срок не указан в ИП.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия резерва тепловой мощности на источнике и/или отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей в соответствующей точке подключения, потенциальному потребителю предлагается выбрать один из вариантов подключения:

- подключение за плату, установленную в индивидуальном порядке;
- подключение после реализации необходимых мероприятий в рамках инвестиционной программы ТСО, предварительно внесенных в Схему теплоснабжения.

При отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической

возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений.

В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
3. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
4. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
5. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/(м<sup>2</sup>·год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

### **3.2. Определение условий организации поквартирного отопления**

В соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

*«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».*

Переход на поквартирное отопление многоквартирных домов при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам централизованного теплоснабжения, в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» запрещается, за исключением случаев, предусмотренных в данной схеме теплоснабжения. Переход на поквартирное отопление настоящей схемой теплоснабжения допускается в случае выполнения всех нижеперечисленных условий:

1. Здание удовлетворяет действующим строительным нормам и правилам, допускающим его перевод на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов;
2. Плотность нагрузок в рассматриваемой зоне составляет менее 0,2 (Гкал/ч)/га;
3. Единичная нагрузка потребителя составляет менее 0,1 Гкал/ч;
4. Потребители подключены или могут быть подключены к системе централизованного газоснабжения;
5. Себестоимость производства и/или транспорта тепловой энергии до конечного потребителя превышает установленный тариф;
6. Мероприятия по модернизации источников теплоснабжения и/или системы транспорта тепловой энергии до конечного потребителя являются экономически нецелесообразными, т.к. срок их окупаемости превышает срок полезного использования.

Переход на поквартирное теплоснабжение, возможен только для многоквартирного дома в целом. Переход на поквартирное теплоснабжение отдельных помещений и квартир схемой теплоснабжения не допускается.

Переход на поквартирное теплоснабжение многоквартирного дома осуществляется при наличии 3-х стороннего соглашения между теплоснабжающей организацией, органом местного самоуправления и собственниками. Решение о переводе всех квартир и встроенных помещений дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения принимается на общем собрании собственников, на котором также определяется источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

Планируемые к применению индивидуальные поквартирные источники должны соответствовать требованиям п. 51 Правил, а именно:

*«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:*

- а) наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;*
- б) наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;*
- в) температура теплоносителя – до 95°C;*
- г) давление теплоносителя – до 1 МПа».*

Поквартирные источники, не соответствующие данным требованиям использовать запрещается.

В соответствии с разделом II Правил, потребители могут уступать право на использование мощности иным лицам (потребителям), заинтересованным в подключении (новый потребитель), при условии отсутствия технических ограничений.

Уступка права на использование мощности может быть осуществлена в той же точке подключения, в которой подключены теплопотребляющие установки лица, уступающего право на использование мощности, и только по тому же виду теплоносителя, а техническая возможность подключения с использованием уступки права на использование мощности в иной точке подключения определяется теплоснабжающей (теплосетевой) организацией.

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее по тексту – ЖК РФ) такие действия именуется переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила ЭЖФ), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил ЭЖФ, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с

момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения». Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли. Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия **всех собственников** помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения.

Самовольная реконструкция систем теплопотребления – это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлики, неправильному распределению тепловой энергии, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг.

Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:

– общей системы теплоснабжения дома;

- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
  - системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;
  - для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.
- Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потреблялась, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных. В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может дать местная теплоснабжающая организация. Также массовая установка индивидуальных котлов не может быть разрешена там, где диаметр газовых труб рассчитан только на подключение кухонных плит, так как просто не хватит давления газа. Согласно гидравлическим расчетам, котел потребляет газа больше, чем газовая колонка или плита, так как он значительный период времени работает в постоянном режиме, рассчитанном на обогрев квартиры и на подачу горячей воды.

### **3.3. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе**

## **централизованного теплоснабжения**

В соответствии с пп. а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения утвержденными приказом Минэнерго России №212 от 05.03.2019г. В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

**4. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ  
ПРИНЯТЫМИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ  
РЕШЕНИЯМИ ОБ ОТНЕСЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ К  
ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ, МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ  
ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ  
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Анализ сложившейся системы энергоснабжения Челябинской области по критерию потребления электрической энергии свидетельствует об энергодефиците за период 2023-2027 гг.



**Таблица 4-1 – Анализ соответствия турбоагрегатов ТЭЦ Озерского городского округа на 2024 г.**

Турбоагрегат	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см <sup>2</sup>	Температура острого пара, °С	КОМ	ВЫВОД
				всего	отопительных отборов	промышленных отборов				
Т-35-90-4	1	1954	35	73	73	0	90	500	не проходит	—
Т-35-90-4	2	1954	35	73	73	0	90	500	не проходит	—
П-35-90/10-2	3	1954	35	60	60	0	90	500	не проходит	—
Т-60/65-8	4	2018	61	132,5	132,5	0	90	500	не проходит	—
ТР-40-90/0,7-2	5	1956	40	95	95	0	90	500	не проходит	—
Р-20-90/18-2	6	1996	20	155	0	155	90	500	не проходит	—
ПТ-30-90/10-3	7	1957	30	120	120	0	90	500	не проходит	—
<b>Итого:</b>	<b>7 шт.</b>	—	<b>256</b>	<b>708,5</b>	<b>553,5</b>	<b>155</b>	—	—	—	—

**Таблица 4-2 – Сведения о турбоагрегатах, прошедших конкурентный отбор мощности и работающих в вынужденном режиме**

Электростанция	Ст. №	Сектор торговли						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Аргаяшская ТЭЦ	1	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	2	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	3	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	4	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	5	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	6	—	—	—	—	—	—	—
Аргаяшская ТЭЦ	7	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР

**5. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД КОТОРЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ОТНЕСЕНИИ ТАКОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ГОДУ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) НА СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПЕРИОД)**

Аргаяшская ТЭЦ в настоящее время работает в режиме «вынужденной генерации по теплу», т.е. получает плату за мощность в соответствии с ежегодными распоряжениями Правительства РФ «Об утверждении цен на мощность, производимую с использованием генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме».

**Таблица 5-1 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году**

№ п/п	Марка котла	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2023, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»</b>									
<b>Аргаяшская ТЭЦ</b>									
1	ТП-170, ТКЗ	1	1954	250 000	431 446	1985	476 676	4	2030
2	ТП-170, ТКЗ	2	1954	250 000	372 363	1984	392 600	4	2024
3	ТП-170, ТКЗ	3	1954	250 000	405 133	1988	437 000	5	2028
4	ТП-170, ТКЗ	4	1955	250 000	325 310	1986	341 150	3	2029
5	ПК-14, ЗиО	5	1956	250 000	406 570	1986	443 937	5	2030
6	ПК-14, ЗиО	6	1956	250 000	422 680	1987	450 514	5	2027
7	ПК-14, ЗиО	7	1957	250 000	413 316	1987	423 300	5	2024
8	ПК-14, ЗиО	8	1957	250 000	373 230	1987	410 380	4	2028
9	ПК-14, ЗиО	9	1967	250 000	234 101	2022	282 135	0	2034
	<b>Итого:</b>	<b>9 шт.</b>	—						

**Таблица 5-2 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2023 году**

Турбоагрегат	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2023, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
Т-35-90-4	1	1954	270 000	507 797	1988	432	472	523 800	7	2023
Т-35-90-4	2	1954	270 000	508 842	1988	487	529	533 400	7	2025
П-35-90/10-2	3	1954	270 000	445 598	1990	565	601	454 800	7	2022
Т-60/65-8	4	2018	270 000	20 169	2049	13	30	270 000	0	2049
ТР-40-90/0,7-2	5	1956	270 000	454 897	1990	472	512	463 400	7	2022
Р-20-90/18-2	6	1996	270 000	58 579	2036	57	66	270 000	0	2045
ПТ-30-90/10-3	7	1957	270 000	481 112	1991	420	450	500 000	6	2023
<b>Итого:</b>	<b>7 шт.</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	—

## **6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

На основании Приказа Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы» разработана и утверждена Схема и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 гг. (далее по тексту – СиПР ЭЭС на 2023-2028 гг.). Также территория города включена в действующую Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2023-2027 годы, утвержденную распоряжением Губернатора Челябинской области от 29.04.2021 г. № 403-р.

В программах перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования не предусматривается. Базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения, размещение дополнительных источников комбинированной выработки на территории Озерского городского округа не запланировано.

**7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ  
ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ,  
ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ  
ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ  
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ  
НАГРУЗОК**

Мероприятия приведены в таблице 7-1.

**Таблица 7-1 – Перечень мероприятий АО «РИР» по группе проектов №3 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»**

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	24 356,81	24 356,81	29 228,17	АО «РИР»
Техническое перевооружение котлоагрегата ТП-170 ст.№2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	61 384,75	61 384,75	73 661,70	АО «РИР»
Техническое перевооружение котлоагрегата ТП-170 ст.№2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2024	90 248,76	90 248,76	108 298,51	АО «РИР»
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№9	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2024	89 546,56	89 546,56	107 455,87	АО «РИР»
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст.№9	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2025	29 732,20	29 732,20	35 678,64	АО «РИР»
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст. №4	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2025	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»

**Таблица 7-2 – Перечень мероприятий АО «РИР» по группе проектов №4 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»**

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Модернизация конвективной части с заменой ВЗП 1 ступени и ВЭ 1 ступени котлоагрегата ПК-14 ст.№9	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	89 587,61	89 587,61	107 505,13	АО «РИР»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст.№2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2024	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ТП-170 ст. №4	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2025	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Техническое перевооружение поверхностей нагрева котлоагрегата ПК-14 ст. №9	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2025	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Техническое перевооружение подогревателей сетевой воды (бойлеров) ОБ-2 БПО-3 и ПБ-1 БПО-2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Капитальный ремонт турбины Т-35 ст.№1 с модернизацией (замена 20 ступени)	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Капитальный ремонт котлоагрегата ТП-170 ст.№3	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Средний ремонт котлоагрегата ТП-170 ст.№4	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»



Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Средний ремонт котлоагрегата ПК-14 ст.№8	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Капитальный ремонт турбины ТР-40 ст.№5 с модернизацией (замена лопаток регулирующей ступени и ступеней №№ 2, 3, 4, 5, 11)	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: капитальный ремонт котлоагрегата ТП-170 ст.№2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: текущий ремонт котлоагрегата ТП-170 ст.№3	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: текущий ремонт котлоагрегата ПК-14 ст.№5	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: капитальный ремонт котлоагрегата ПК-14 ст.№7	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: модернизация конвективной части с заменой ВЗП 1 ступени и ВЭ 1 ступени котлоагрегата ПК-14 ст. №9	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация, капитальный и текущий ремонты со сверхтиповыми работами оборудования КТЦ, в том числе: капитальный ремонт основных бойлеров с заменой трубных пучков теплофикационных установок ст.№№ БПО-1,2	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Средний ремонт котлоагрегата ТП-170 ст.№1	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Капитальный ремонт котлоагрегата ПК-14 ст.№6	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация помещений архива	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация узла коммерческого учета расхода газа на станцию (Н-1,2,5	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Строительство схемы возврата осветлённой воды с ЗШО №2 в ГЗУ	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Реконструкция схемы отпуска пара 20ата	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация и капитальный ремонт турбины П-35 ст. №3 и турбогенератора ТВ-50-2 ст. №3	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Модернизация ЭГСР турбины П-35 ст. №3 и ЭГСР турбины ПТ-30 ст. №7	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Поддержание функционирования ТЭЦ	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»
Поставка полигона уличного огневого	Капиталовложения из прибыли	Аргаяшская ТЭЦ	2023	17 799,93	17 799,93	21 359,92	АО «РИР»

## **8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ В ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, С ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки в настоящем проекте не разрабатывались ввиду их экономической нецелесообразности в условиях Озерского городского округа и наличия значительных незадействованных резервов электрической мощности на существующих источниках комбинированной выработки.

## **9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

В таблицы 9-1 и 9-2 включены мероприятия ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ по группам проектов соответственно № 01 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии» и № 02 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки».

**Таблица 9-1 – Перечень мероприятий ФГУП «ПО «Маяк» по группе проектов №1 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии»**

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник теплоснабжения	Зона ЕТО	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Строительство паровой БМК N=20 т/ч на территории котельной №1 (ПИР и ПСД)	Капиталовложения из прибыли	Паровая котельная	001	2030	12 282,73	12 282,73	14 739,28	ФГУП «ПО «Маяк»
Строительство паровой БМК N=20 т/ч на территории котельной №1 (СМР)	Капиталовложения из прибыли	Паровая котельная	001	2031	167 914,75	167 914,75	201 497,70	ФГУП «ПО «Маяк»
<b>ВСЕГО:</b>					<b>180 197,48</b>	<b>180 197,48</b>	<b>216 236,98</b>	

**Таблица 9-2 – Перечень мероприятий ММПКХ по группе проектов №2 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»**

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Источник тепло-снабжения	Зона ЕТО	Дата реализации	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. без НДС	Доля, относимая на тепловую энергию, тыс. руб. без НДС	Стоимость на дату реализации, тыс. руб. с НДС	Наименование компании
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (ПИР и ПСД)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2025	4 850,00	4 850,00	5 820,00	ММПКХ
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (СМР)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2026	25 000,00	25 000,00	30 000,00	ММПКХ
Реконструкция блочной котельной Медгородка (22,4 Гкал/ч) (СМР)	Бюджетное финансирование	Блочная котельная Медгородка	001	2027	25 000,00	25 000,00	30 000,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (ПИР и ПСД)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Метлино	002	2025	9 410,00	9 410,00	11 292,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (СМР)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Метлино	002	2026	48 500,00	48 500,00	58 200,00	ММПКХ
Реконструкция котельной п.Метлино (СМР)	Бюджетное финансирование	Котельная пос. Метлино	002	2027	48 500,00	48 500,00	58 200,00	ММПКХ
<b>ВСЕГО:</b>					<b>161 260,00</b>	<b>161 260,00</b>	<b>193 512,00</b>	

## **10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Проектом актуализированной Схемы теплоснабжения не предусматривается закрытие котельных и перевод тепловой нагрузки потребителей на теплоснабжение от действующих ТЭЦ Озерского городского округа. Работа котельных в пиковом режиме не предусматривается.

**11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН  
ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ  
ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ  
КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Мероприятия не предусмотрены.



**12. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И  
(ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ  
ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Мероприятия не предусмотрены.

### **13. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ**

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;
3. Многоэтажных жилых домов, расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;
4. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
5. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
6. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/(м<sup>2</sup>·год), т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное отопление применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.). Поквартирное теплоснабжение в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется. Переход на поквартирное отопление многоквартирных домов при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам централизованного теплоснабжения, в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» запрещается, за исключением случаев предусмотренных в разделе 3 настоящей Главы.

## **14. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

В соответствии с делением систем теплоснабжения на отдельные зоны, приведены балансы тепловой мощности источников и балансы присоединенной тепловой нагрузки. При этом учтены потери в тепловых сетях и нагрузки собственных нужд источников.

Актуальной проблемой повышения эффективности управления режимами централизованного теплоснабжения является уточнение фактических характеристик теплопотребления: значений фактических полезных нагрузок и тепловых потерь, снижения нагрузок и отпусков в результате повышения энергоэффективности. Уточнённые параметры фактического потребления должны быть положены в основу актуализации балансов тепловой мощности (энергии) и перспективной тепловой нагрузки (перспективного отпуска) в каждой зоне действия источников тепловой энергии.

В процессе внесения перспективных потребителей, в электронной модели определены основные зоны, в которых прогнозируется убыль строительных фондов. Суммарные нагрузки выбывающих объектов ежегодно представлены в Главе 2.

Величина полезного отпуска, отпуска в сеть, потерь и прочих балансовых показателей в части тепловой энергии принята согласно материалам тарифных решений на 2022-2023 гг., которые размещены на официальном сайте Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. Следует отметить, что показатели полезного отпуска, как и балансы тепловой энергии должны ежегодно уточняться, в процессе актуализации Схемы теплоснабжения.

На основании анализа отпуска тепловой энергии с коллекторов, полезного отпуска конечным потребителям городской застройки определены целевые показатели энергосбережения в части существующих строительных фондов.

Все балансы тепловой мощности составляются в соответствии с расчетными нагрузками в системе теплоснабжения. Расчетная тепловая нагрузка в ретроспективном периоде должна определяться на основе анализа потребления тепловой энергии по данным приборов учета, а в случае их отсутствия – по данным тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения потребителей (п. 28 Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»). Порядок определения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах теплоисточника регламентирован приложением № 14 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения.

Перспективные балансы тепловой мощности составляются в соответствии с приложением № 15 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения. В нормативном документе указано, что все расчеты производятся в соответствии со средней ГВС. Вместе с тем, разработчиком Схемы теплоснабжения при расчете перспективных гидравлических режимов, оценке достаточности резерва тепловой мощности принимается во внимание п. 5.5 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003), где также сказано, что в расчете должна учитываться среднесуточная нагрузка ГВС.

Таблица 14-1 – Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения

		Тепловая энергия, Гкал												
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ГОД
<b>Котельные ФГУП «ПО «Маяк»</b>														
ПРК	отпуск в сеть 2024	45 112	41 610	41 399	22 028	0	0	0	0	923	28 317	41 621	44 569	<b>265 580</b>
ПРК	отпуск в сеть 2022	43 294	42 154	46 292	26 288	0	0	0	0	0	22 018	44 699	40 991	<b>265 736</b>
ПРК	отпуск в сеть 2021	51 980	47 696	43 220	24 999	0	0	0	0	2 803	38 425	35 655	44 962	<b>289 740</b>
ПРК	отпуск в сеть 2020	41 717	36 504	36 204	15 606	0	0	0	0	0	25 545	46 036	49 388	<b>251 000</b>
<b>Пиковая котельная</b>														
Пиковая котельная	отпуск в сеть 2024	22 994	11 246	9 802	0	0	0	1 021	437	4 756	944	12 292	30 698	<b>94 190</b>
Пиковая котельная	отпуск в сеть 2022	28 459	4 113	10 554				2 696	1 154	0	0	10 783	45 049	<b>102 808</b>
Пиковая котельная	отпуск в сеть 2021	23 012	25 575	15 322	0	0	0	0	0	12 555	2 492	6 807	15 196	<b>100 959</b>
Пиковая котельная	отпуск в сеть 2020	9 228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14 859	20 791	<b>44 878</b>
<b>Паровая котельная</b>														
Паровая котельная	отпуск в сеть 2024 (пар)	4 618	4 104	4 364	4 370	3 899	2 976	2 136	3 302	3 906	4 155	4 361	4 278	<b>46 470</b>
Паровая котельная	отпуск в сеть 2022 (пар)	6 151	4 763	5 444	5 736	5 236	4 120	2 443	4 338	5 107	5 279	5 221	5 151	<b>58 989</b>
Паровая котельная	отпуск в сеть 2021 (пар)	5 784	5 588	5 786	5 859	4 400	3 763	2 806	4 569	5 806	6 190	6 254	6 093	<b>62 898</b>
Паровая котельная	отпуск в сеть 2020 (пар)	6 132	5 705	5 841	5 502	5 618	3 760	3 108	4 009	4 367	4 784	5 585	5 493	<b>59 904</b>
<b>ФГУП «ПО «Маяк»</b>														
г. Озерск	передача по сетям 2024 (ГВ)	168 482	145 666	136 652	104 292	42 163	28 145	12 190	25 027	49 407	105 182	137 006	157 448	<b>1 111 660</b>
г. Озерск	передача по сетям 2022 (ГВ)	223 905	161 591	179 876	106 854	31 786	25 310	10 844	20 656	49 937	128 241	186 053	229 354	<b>1 354 407</b>
г. Озерск	передача по сетям 2021 (ГВ)	229 161	211 293	180 176	113 184	34 194	23 520	11 017	21 458	52 252	117 348	126 293	193 464	<b>1 313 359</b>
г. Озерск	передача по сетям 2020 (ГВ)	183 796	162 857	147 742	118 706	43 922	24 532	12 611	24 276	41 955	117 061	167 964	203 969	<b>1 249 390</b>
<b>г. Озерск (пар)</b>														
г. Озерск	передача по сетям 2024 (пар)	53 906	49 757	52 036	44 327	38 969	34 956	33 960	33 845	27 604	59 304	49 091	54 376	<b>532 130</b>
г. Озерск	передача по сетям 2022 (пар)	52 713	47 868	51 294	42 339	39 878	34 982	34 389	34 093	39 451	43 923	50 298	54 500	<b>525 728</b>
г. Озерск	передача по сетям 2021 (пар)	52 240	47 516	52 020	41 802	35 554	31 703	31 260	29 628	0	79 367	44 639	49 925	<b>495 654</b>
г. Озерск	передача по сетям 2020 (пар)	47 215	45 073	43 577	40 988	34 571	31 992	30 214	31 819	38 470	44 116	43 641	49 070	<b>480 746</b>
<b>Котельные ММПКХ</b>														
Котельная Медгородка	отпуск в сеть 2024	3 934	3 653	3 591	2 908	549	181	492	155	1 180	2 800	3 247	3 720	<b>26 410</b>
Котельная Медгородка	отпуск в сеть 2022	4 821	3 946	4 322	2 958	203	0	429	0	986	2 353	2 915	3 421	<b>26 354</b>
Котельная Медгородка	отпуск в сеть 2021	2 903	2 902	2 692	2 295	0	461	394	0	1 539	3 236	3 000	3 420	<b>22 843</b>
Котельная Медгородка	отпуск в сеть 2020	2 302	2 461	2 137	2 157	1 197	0	430	395	484	1 546	2 361	2 639	<b>18 109</b>
<b>Котельная пос. Метлино</b>														
Котельная пос. Метлино	отпуск в сеть 2024	3 006	2 961	2 849	2 650	340	262	216	179	302	2 495	2 790	2 851	<b>20 902</b>
Котельная пос. Метлино	отпуск в сеть 2022	2 920	3 038	2 824	2 677	332	250	207	196	260	2 411	2 907	2 879	<b>20 902</b>
Котельная пос. Метлино	отпуск в сеть 2021	3 257	3 031	3 040	2 701	355	274	242	178	366	2 597	2 732	2 786	<b>21 559</b>
Котельная пос. Метлино	отпуск в сеть 2020	2 941	2 912	2 776	2 659	345	270	206	170	290	2 561	2 824	2 984	<b>20 937</b>
<b>г. Озерск + пос. Татыш</b>														
г. Озерск + пос. Татыш	передача по сетям 2024 (ГВ)	117 783	101 833	95 531	72 908	29 475	19 675	8 522	17 496	34 539	73 530	95 779	110 069	<b>777 140</b>
г. Озерск + пос. Татыш	передача по сетям 2022 (ГВ)	125 830	112 606	111 696	87 611	24 063	20 492	6 958	6 307	16 678	83 008	97 915	106 189	<b>799 354</b>
г. Озерск + пос. Татыш	передача по сетям 2021 (ГВ)									15 329	85 187	98 057	110 128	<b>308 701</b>
г. Озерск + пос. Татыш	передача по сетям 2020 (ГВ)													<b>0</b>
<b>ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»</b>														
пос. Новогорный	передача по сетям 2024 (ГВ)	15 565	10 895	10 625	7 872	3 579	2 138	2 264	2 631	4 548	7 764	10 083	11 965	<b>89 930</b>
пос. Новогорный	передача по сетям 2022 (ГВ)	11 469	9 615	10 176	7 497	3 454	1 788	2 731	2 365	4 518	7 579	10 055	12 368	<b>83 615</b>
пос. Новогорный	передача по сетям 2021 (ГВ)	13 332	12 013	11 272	7 744	3 258	1 819	2 218	2 249	4 397	6 911	8 953	9 972	<b>84 139</b>

пос. Новогорный	передача по сетям 2020 (ГВ)	20 444	10 042	9 438	7 640	3 691	2 609	1 632	3 034	4 306	8 077	10 302	12 438	<b>93 652</b>
<b>ООО «Сервисный центр»</b>														
г. Озерск	передача по сетям 2024 (ГВ)	1 135	981	921	703	284	190	82	169	333	709	923	1 061	<b>7 490</b>
г. Озерск	передача по сетям 2022 (ГВ)	1 156	876	935	612	241	192	62	148	379	807	992	1 089	<b>7 490</b>
г. Озерск	передача по сетям 2021 (ГВ)	1 205	1 079	951	689	267	184	86	168	288	597	934	1 042	<b>7 490</b>
г. Озерск	передача по сетям 2020 (ГВ)	1 044	993	876	810	345	193	99	191	330	719	841	1 051	<b>7 490</b>
<b>АО «РИР»</b>														
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск)	отпуск в сеть 2024 (ГВ)	146 055	126 276	118 461	90 409	36 550	24 398	10 568	21 695	42 830	91 180	118 769	136 489	<b>963 680</b>
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск)	отпуск в сеть 2022 (ГВ)	152 152	115 324	123 030	80 566	31 786	25 310	8 148	19 502	49 937	106 223	130 571	143 314	<b>985 863</b>
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск)	отпуск в сеть 2021 (ГВ)	154 169	138 022	121 634	88 185	34 194	23 520	11 017	21 458	36 894	76 431	119 486	133 306	<b>958 315</b>
Аргаяшская ТЭЦ (г. Озерск)	отпуск в сеть 2020 (ГВ)	132 851	126 353	111 538	103 100	43 922	24 532	12 611	24 276	41 955	91 516	107 069	133 790	<b>953 512</b>
<b>Аргаяшская ТЭЦ (п. Новогорный)</b>														
Аргаяшская ТЭЦ (п. Новогорный)	отпуск в сеть 2024 (ГВ)	12 727	11 311	11 031	8 172	3 716	2 220	2 350	2 731	4 722	8 060	10 468	12 421	<b>89 930</b>
Аргаяшская ТЭЦ (п. Новогорный)	отпуск в сеть 2022 (ГВ)	11 469	9 615	10 176	7 497	3 454	1 788	2 731	2 365	4 518	7 579	10 055	12 368	<b>83 615</b>
Аргаяшская ТЭЦ (п. Новогорный)	отпуск в сеть 2021 (ГВ)	13 332	12 013	11 272	7 744	3 258	1 819	2 218	2 249	4 397	6 911	8 953	9 972	<b>84 139</b>
Аргаяшская ТЭЦ (п. Новогорный)	отпуск в сеть 2020 (ГВ)	10 832	10 042	9 438	7 640	3 691	2 609	1 632	3 034	4 306	8 077	10 302	12 438	<b>84 040</b>

## **15. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА**

Настоящая актуализация схемы теплоснабжения не предусматривает использование возобновляемых источников энергии.

Темпы роста возобновляемой энергетики в России по сравнению с большинством промышленно развитых стран невелики. Развитию ВИЭ в России значительно препятствуют такие факторы, как изобилие углеводородных ресурсов, отсутствие необходимой поддержки ВИЭ на государственном уровне, отсутствие законодательной базы по альтернативной энергетике, низкая обеспоеченность общества экологическими проблемами.

Как показывает опыт использования нетрадиционной энергетики, в мире нет ни одной страны, где бы нетрадиционные и возобновляемые источники энергии составляли основу топливно-энергетического баланса.

Однако существует большое количество примеров, показывающих, что нетрадиционные источники энергии могут покрывать определенное количество потребности тепловой, электрической энергии и органического топлива.

Следует сказать, что особенности учета и отнесения биотоплива и отходов к тем или иным группам энергоресурсов имеет некоторое методическое различие в разных странах.

## **16. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на 2023 г. в Администрации города отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения. В последние годы стала устойчивой тенденция замещения теплоснабжения жилищной сферы от производственных котельных – новыми источниками тепла.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

## 17. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с пп. а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения утвержденными приказом Минэнерго России №212 от 05.03.2019 г. (далее – МУ).

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

Определение радиуса эффективного теплоснабжения, определяется согласно приложению № 40 к МУ по следующему алгоритму:

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

2. В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

3. Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде ( $T_i^{OTЭ}$ , руб./Гкал) отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{OTЭ} = \frac{HVB_i^{OTЭ}}{Q_i}, \quad (17.1)$$



где  $\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}$  – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;  $Q_i$  – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в  $i$ -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

4. Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле ( $T_i^{\text{пер}}$ , руб./Гкал):

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \quad (17.2)$$

где  $\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$  – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;  $Q_i^c$  – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

5. Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле ( $T_i^{\text{КП}}$ , руб./Гкал):

$$T_i^{\text{КП}} = T_i^{\text{ОТЭ}} - T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}}{Q_i} - \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \quad (17.3)$$

6. При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле ( $T_i^{\text{КП,НП}}$ , руб./Гкал):

$$T_i^{\text{КП,НП}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{НП}}} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{\text{сНП}}}, \quad (17.4)$$

где  $\text{НВВ}_i^{\text{ОТЭ}}$  – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на  $i$ -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;  $\Delta Q_i^{\text{НП}}$  – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;  $\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$  – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;  $Q_i^{\text{сНП}}$  – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на  $i$ -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

7. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{\text{КП}}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения  $T_i^{\text{КП,НП}}$  меньше или равна стоимости теп-

ловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя  $T_i^{КП}$ , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

8. Если при тепловой нагрузке заявителя  $Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} < 0,1$  Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

9. Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети (в годах), необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

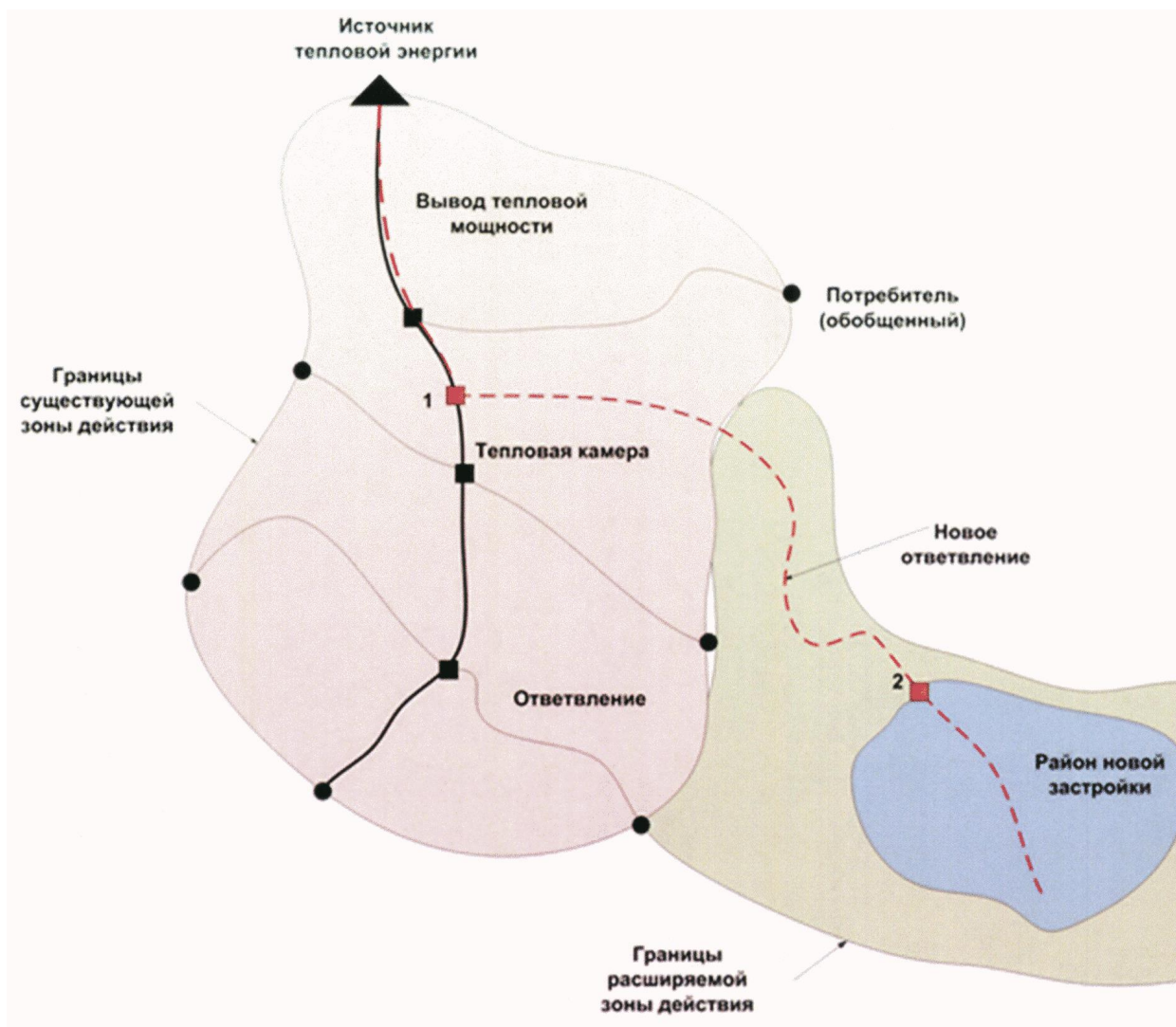
$$\sum_{t=1}^n \frac{\text{ПДС}_t}{\left(1 + \frac{1}{1+\text{НД}}\right)^t} \geq K_{\text{ТС}}, \quad (17.5)$$

где  $\text{ПДС}_0$  – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.; НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении", утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 44, ст. 6022; 2014, № 14, ст. 1627; № 23, ст. 2996; 2017, № 18, ст. 2780);  $K_{\text{ТС}}$  – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

10. Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя должны быть выполнены следующие действия:

10.1. В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя должна быть установлена адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения (рисунок 17-1).

10.2. На топооснове поселения, городского округа, города федерального значения должна быть осуществлена привязка объекта заявителя к точке подключения тепловой сети (формируется объект - тепловая камера для подключения и рассчитываются протяженность и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

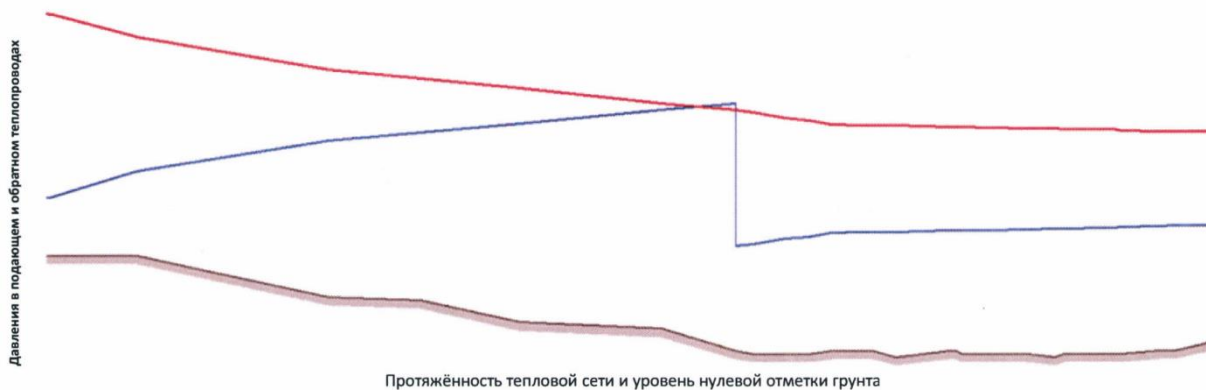


**Рисунок 17-1 – Расширение зоны действия существующего источника тепловой энергии**

10.3. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть сформирован путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющую установку объекта заявителя (рисунок 17-1 – красная пунктирная линия).

10.4. В электронной модели системы теплоснабжения должен быть рассчитан пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (рисунок 17-2).

10.5. Если в результате анализа пьезометрического графика установлено, что условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя не выполняется (то есть в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией должны быть предложены мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.



**Рисунок 17-2 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя**

6. Капитальные затраты в строительство тепловой сети  $K_{TC}$  (тыс. руб., без НДС) должны рассчитываться по формуле:

$$K_{TC,t} = \left[ \sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right] \times \text{ИЦП}_t - \text{ПЗП}_t \times (1 - \text{НДС}_t), \quad (17.6)$$

где  $l_i$  – протяженность  $i$ -того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром  $Dy_i$  (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;  $l_j$  – протяженность  $j$ -того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра  $Dy_j$  (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;  $k_{Dy,i}$ ,  $k_{Dy,j}$  – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром  $Dy_i$  ( $Dy_j$ ) (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства для объектов капитального строительства непромышленного назначения (далее – НЦС), тыс. руб./км. В случае отсутствия в НЦС необходимых сведений (например, при отсутствии удельных показателей для необходимого диаметра трубопровода) стоимость строительства принимается путем линейной интерполяции на основе данных, приведенных в соответствующих разделах НЦС либо по проектам-аналогам. При определении нормативной цены строительства учитываются также затраты на восстановление благоустройства и озеленения и дорожного покрытия;  $N$  – число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами  $Dy_i$ ;  $M$  – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до  $Dy_j$  (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов;  $\text{ИЦП}_t$  – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в  $t$ -м расчетном периоде, который должен определяться в соответствии с пунктом 6 данного раздела;  $\text{ПЗП}_t$  – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой  $Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} < 0,1$  Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с подпунктом 1 пункта 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 июля 2013 г., регистрационный № 29078), с изменениями, внесенными приказом Федеральной службы по тарифам от 27 мая 2015 г. № 1080-э «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э и в Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 июля 2015 г., регистрационный

№ 37985), приказами Федеральной антимонопольной службы от 4 июля 2016 г. № 888/16 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13 июня 2013 года № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июля 2016 г., регистрационный № 43031), от 30 июня 2017 г. № 868/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, и Методические указания по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденные приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 26 июля 2017 г., регистрационный № 47530), от 4 октября 2017 г. № 1292/17 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 18 октября 2017 г., регистрационный № 48588) и от 18 июля 2018 г. № 1005/18 «О внесении изменений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 14 сентября 2018 г., регистрационный № 5215), в размере 550 рублей (с НДС);

НДС<sub>t</sub> – ставка налога на добавленную стоимость в t-м расчетном периоде.

11. Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t-м расчетном периоде ИЦП<sub>t</sub> должен определяться по формуле:

$$\text{ИЦП}_t = (1 + \text{ИЦП}_{6+1}^{\text{п}}) \times (1 + \text{ИЦП}_{6+2}^{\text{п}}) \times K \times (1 + \text{ИЦП}_t^{\text{п}}), \quad (17.7)$$

где ИЦП<sub>6+1</sub><sup>п</sup>, ИЦП<sub>6+2</sub><sup>п</sup>, ..., ИЦП<sub>t</sub><sup>п</sup> – индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2017+1)-й, (2017+2)-й, ... t-й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2015 г. № 1234 «О порядке разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный период и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6598; 2017, № 38, ст. 5627; 2018, № 19, ст. 2737; № 50, ст. 7755) (далее – прогноз социально-экономического развития Российской Федерации), на t-й расчетный период регулирования (базовый вариант).

12. Приток денежных средств от операционной деятельности (тыс. руб./год), полученный исполнителем в период времени t, за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединенному к тепловой сети исполнителя должен определяться по формуле:

$$\text{ПДС}_t = B_t - Z_t, \quad (17.8)$$

где B<sub>t</sub> – выручка, полученная исполнителем за счет продажи тепловой энергии заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, за период t, тыс. руб. в год; Z<sub>t</sub> – затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, за период t, тыс. руб. в год.

13. Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, должна рассчитываться по формуле:

$$B_t = Q_3^{\text{пл}} \times C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \times \text{ЧЧМ}_{\text{ср}} + C_{\text{тэ},t} \times \text{ИСПГ}_t \times 10^{-3}, \quad (17.9)$$

где Q<sub>3</sub><sup>пл</sup> – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год; Q<sub>0,3</sub><sup>м.ч</sup> – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении (технологическом присоединении), в соответствии с

пунктом 35 Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. № 787 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 29, ст. 4432),  $\Gamma_{\text{кал/ч}}$ ;  $\text{ЧЧМ}_{\text{ср}}$  – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час/год;  $\text{Ц}_{\text{тэ},t}$  – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в  $t$ -м расчетном периоде;  $\text{ИСПГ}_t$  – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 19, ст. 2434; № 40 (ч. III), ст. 5425; № 45, ст. 6237; 2015, № 12, ст. 1753; № 37, ст. 5153; 2016, № 1 (ч. II), ст. 233; № 45 (ч. II), ст. 6263; 2017, № 11, ст. 1557; № 38, ст. 5633)  $t$ -м расчетном периоде.

14. Затраты (тыс. руб./год), понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$Z_t = (Z_T + Z_{\text{пер}})_t, \quad (17.10)$$

где  $Z_{T,t}$  – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год;  $Z_{\text{пер},t}$  – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя (с учетом затрат на покупку тепловой энергии для компенсации тепловых потерь), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

15. Затраты исполнителя (тыс. руб./год), обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, должны рассчитываться по формуле:

$$Z_{T,t} = Q_3^{\text{пл}} \times b_{\phi,t} \times \text{Ц}_{\text{т},t} \times (1 + I_t^{\text{п}}) \times 10^{-3}, \quad (17.11)$$

где  $Q_3^{\text{пл}}$  – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения объекта заявителя, тыс. Гкал/год;  $b_{\phi,t}$  – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя, в  $t$ -м расчетном периоде, кг/Гкал;  $\text{Ц}_{\text{т},t}$  – цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, в  $t$ -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т условного топлива;  $I_t^{\text{п}}$  – прогнозный индекс роста цены на  $k$ -й вид топлива в  $t$ -м расчетном периоде, в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации (базовый вариант).

16. Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям (тыс. руб./год) должны определяться аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой:

$$Z_{\text{пер},t} = \gamma_{\text{ст}} + M_{\text{НТС}} = \gamma_{\text{ст}} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \quad (17.12)$$

где  $\gamma_{\text{ст}}$  – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м<sup>2</sup>;  $M_{\text{НТС}}$  – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м<sup>2</sup>;  $L_{\text{НТС},i}$  – протяженность  $i$ -того участка вновь построенной

тепловой сети с условным диаметром  $D_{у,НТС,i}$ , м;  $D_{у,НТС,i}$  – условный диаметр  $i$ -того участка вновь построенной тепловой сети, м.