



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК» НА ПЕРИОД ДО 2033 Г.  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**ГЛАВА 7**

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

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ .....	3
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	3
1. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	4
2. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	4
2.1. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе централизованного теплоснабжения .....	11
3. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	12
4. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев, отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.....	12
5. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	13
6. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	15
6.1. Мероприятия по ТЭЦ-3 .....	15
6.2. Мероприятия по котельной мкр. Каринторф .....	17
7. 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 .....	19
8. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	19
9. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	20
10. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	20
11. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	21
12. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки городского округа малоэтажными жилыми зданиями .....	21
13. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа.....	22
14. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	29
15. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа .....	30
16. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения .....	30

17. Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	34
--	----

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 2.1 - Блок-схема подключения новых Потребителей к существующим СЦТ.....</i>	<i>7</i>
<i>Рисунок 6.1 - Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кировской ТЭЦ-3 на расчетный период.....</i>	<i>16</i>
<i>Рисунок 16.1 - Расчетная схема определения радиуса теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>30</i>
<i>Рисунок 16.2 - Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>31</i>
<i>Рисунок 16.3 - Расчетная схема МКР Каринторф .....</i>	<i>32</i>
<i>Рисунок 16.4 - Радиус эффективного теплоснабжения МКР Каринторф.....</i>	<i>33</i>

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

<i>Таблица 4.1 – Перспективные балансы ТЭЦ-3 в зоне деятельности ЕТО 001 ПАО «Т Плюс», Гкал/ч (таблица ПЗ6.1 МУ).....</i>	<i>13</i>
<i>Таблица 6.1 – Существующий и перспективный состав оборудования Кировской ТЭЦ-3 .....</i>	<i>15</i>
<i>Таблица 6.2 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельной Каринторф.....</i>	<i>17</i>
<i>Таблица 6.3 – Перечень мероприятий по модернизации котельной мкр. Каринторф.....</i>	<i>17</i>
<i>Таблица 10.1 – Оценка эффективности строительства БМК .....</i>	<i>20</i>
<i>Таблица 13.1 – Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №01, Гкал/ч (таблица ПЗ4.1 МУ).....</i>	<i>23</i>
<i>Таблица 13.2 – Баланс тепловой мощности котельной, в зоне действия ЕТО, Гкал/ч (таблица ПЗ4.2 МУ).....</i>	<i>24</i>
<i>Таблица 16.1 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>31</i>
<i>Таблица 16.2 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения МКР Каринторф.....</i>	<i>32</i>
<i>Таблица 17.1 – Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (мощности), включенных в Схему теплоснабжения, в ценах на дату реализации, без НДС.....</i>	<i>35</i>

## **1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРЕДЛОЖЕНИЯХ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Вывод устаревшего оборудования внеблочной части завершен. В работе остаются 4 водогрейных котла.

Выведен из эксплуатации водогрейный котёл КВГМ-100 поз. К-41/1 котельной филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в г. Кирово-Чепецке.

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

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплopotребляющих 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 Постановлением Правительства 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...» (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 организации. 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 подключение возможно в перспективе.

Блок-схема подключения новых Потребителей к существующей СЦТ представлена на рисунке ниже.

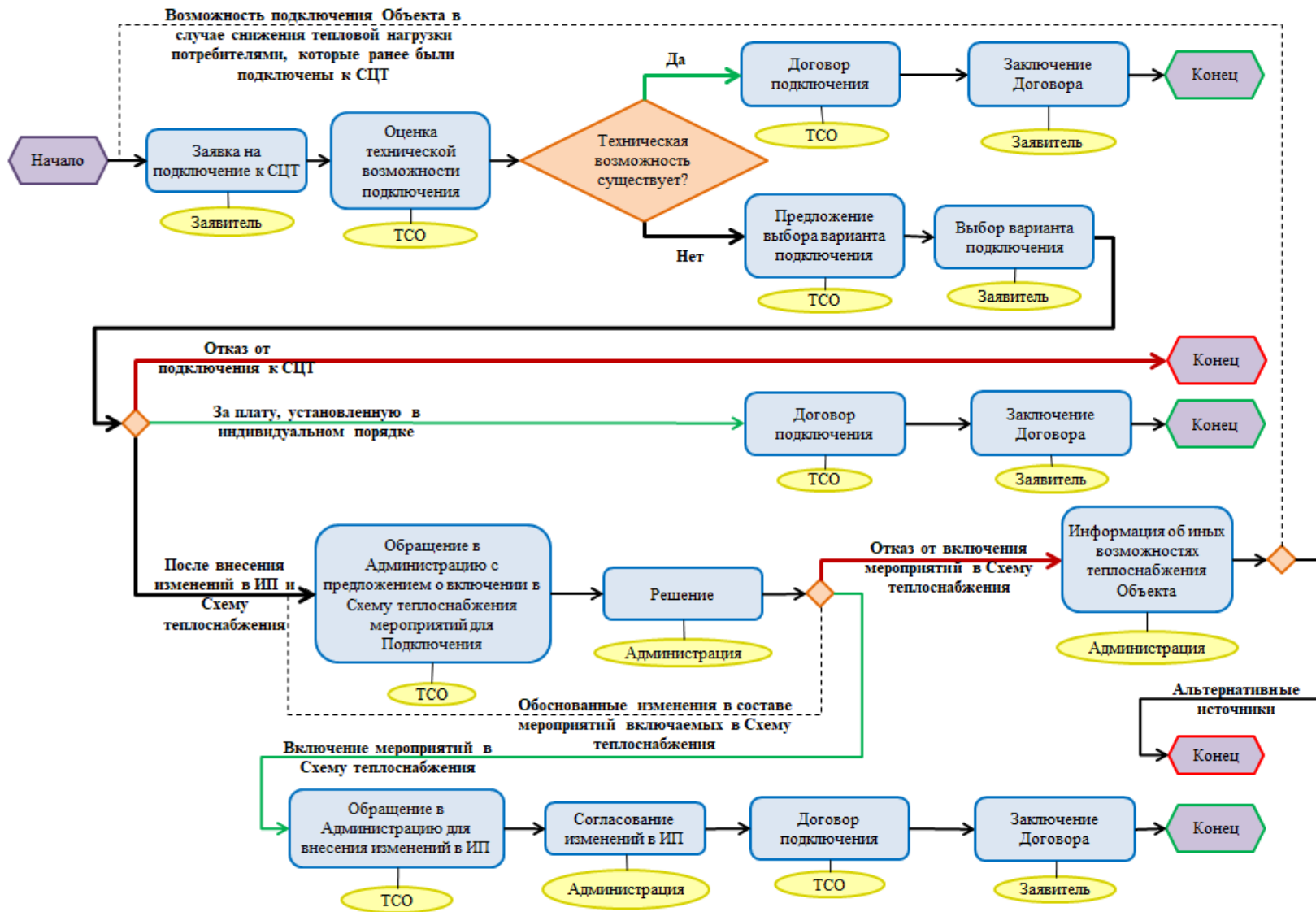


Рисунок 2.1 - Блок-схема подключения новых Потребителей к существующим СЦТ

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в Главе 1 обосновывающих материалов.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов), 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.

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:

- наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- 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;
- температура теплоносителя - до 95°C;
- давление теплоносителя - до 1 МПа».

Поквартирные источники не соответствующие данным требованиям использовать запрещается.

В соответствии с п. 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.

В целях соблюдения общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных Статьей 3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", в том числе:

1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения;

9) обеспечение безопасной эксплуатации объектов теплоснабжения.

При проектировании объектов капитального строительства на этапе определения источника теплоснабжения следует руководствоваться актуализированной схемой теплоснабжения, в том числе результатами расчетов радиуса эффективного теплоснабжения и условиями организации централизованного теплоснабжения.

Потребителю, в том числе застройщику, следует обратиться в единую теплоснабжающую организацию, в зоне деятельности которой размещен объект капитального строительства (теплопотребляющая установка), с целью заключения договора о подключении.

Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению (технологиче-

скому присоединению) и в заключении соответствующего договора, устанавливаются [правилами](#) подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае если заявитель не имеет сведений об организации, в которую следует обратиться с целью заключения договора о подключении, он вправе обратиться в орган местного самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта.

Использование альтернативных источников теплоснабжения в радиусе эффективного теплоснабжения существующих источников теплоснабжения допускается только в случае получения заявителем (новым потребителем) от теплоснабжающей организации, теплосетевой организации официального обоснованного отказа в оказании услуги по технологическому присоединению и в заключении соответствующего договора технологического присоединения к существующим источникам теплоснабжения.

## **2.1. Определение целесообразности (нецелесообразности) подключения (технологического присоединения) к существующей системе централизованного теплоснабжения**

В соответствии с ПП РФ от 22.02.2012 г. №154, условия организации централизованного теплоснабжения должны содержать определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к каждой существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, предполагается выполнить в последующей актуализации, после утверждения соответствующих методических указаний.

Подключение теплопотребляющей установки экономически целесообразно если в системе выполняются условия:

$$\begin{cases} \Delta B_{ТЭ} > \Delta Z_{Т} + \Delta Z_{ЭЭ} + \Delta Z_{В} + \Delta Z_{В} + \Delta Z_{ФОТ \text{ и } соц} + \Delta Z_{аморт.} + \Delta Z_{рем.} + \Delta Z_{обсл.} \\ R \geq R_{норм.} \end{cases}$$

Где:

$\Delta B_{ТЭ}$  – изменение выручки от реализации тепловой энергии вновь подключаемому потреби-  
телю;

$\Delta Z_{Т}$  – изменение затрат на топливо для производства тепловой энергии;

$\Delta Z_{ЭЭ}$  – изменение затрат на электроэнергию для производства и транспорта тепловой энергии;

$\Delta Z_{В}$  – изменение затрат на воду для подпитки тепловых сетей;

$\Delta Z_{\text{ФОТ и соц}}$  – изменение фонда оплаты труда персонала и социальных отчислений;

$\Delta Z_{\text{аморт.}}$  – изменение амортизационных отчислений;

$\Delta Z_{\text{рем.}}$  – изменение затрат на ремонты источника тепловой энергии и тепловых сетей;

$\Delta Z_{\text{обсл.}}$  – изменение затрат на обслуживание источника тепловой энергии и тепловых сетей;

$R$  – надежность системы централизованного теплоснабжения в целом после подключения по-  
требителя;

$R_{\text{норм.}}$  – нормативная надежность системы централизованного теплоснабжения в целом.

В случае если вышеприведенные условия не выполняются, подключение к системе централизо-  
ванного теплоснабжения новых потребителей нецелесообразно.

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

На территории муниципального образования нет генерирующих объектов, ранее отнесенных к  
генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспече-  
ния надежного теплоснабжения потребителей.

### **4. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ, ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД КОТОРЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

На территории муниципального образования нет генерирующих объектов, ранее отнесенных к  
генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспече-  
ния надежного теплоснабжения потребителей.

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, анализ надежности и  
качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых  
из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, должен выполняться на

основе анализа установленной тепловой мощности на генерирующем объекте и присоединенной тепловой нагрузки. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки должны быть представлены в виде таблицы ПЗ6.1 Приложения №36.

В связи с отсутствием в г. Кирово-Чепецке генерирующих объектов, отнесенных к вынужденным, таблицы по форме П. 36.1 приводятся справочно.

**Таблица 4.1 – Перспективные балансы ТЭЦ-3 в зоне деятельности ЕТО 001 ПАО «Т Плюс», Гкал/ч (таблица ПЗ6.1 МУ)**

Ст. №	Оборудование/статьи баланса	Давления отборного пара, МПа				По ТЭЦ
		отоп. параметры	0,8	1,6	3,5	
Установленная тепловая мощность отборов паровых турбин						
ЭБ-1	Т-63/76-8,8	130,00	6,00			136,00
Потребная тепловая мощность на собственные нужды станции						
Собственные нужды всего, в том числе		7,50				7,50
в паре						
в сетевой (отопительной) воде		7,50				7,50
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по турбоагрегатам						
	Мощность НЕТТО по турбоагрегатам	122,5				122,5
	Максимальная фактическая нагрузка 2022 года	268,0	5,0			273,0
	Резерв/дефицит мощности теплофикационных отборов по максимальной расчетной нагрузке за 2022 год	-145,5				-145,5
	Установленная тепловая мощность ПВК	400,0				400,0
Установленная тепловая мощность РОУ						
	Тепловая мощность прочее всего, в том числе	0,0				0,0
	Мощность редуцирующих устройств					0,0
1	РОУ-100/13					0,0
2	РОУ-13/7					0,0
3	РОУ-100/13/1,5					0,0
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в целом по станции						
	Установленная тепловая мощность станции	530,0	6,0			536,0
	Располагаемая тепловая мощность станции	530,0	6,0			536,0
	Расход тепловой мощности на собственные нужды	7,5				7,5
	Мощность станции НЕТТО	522,5	6,0			528,5
	Максимальная тепловая нагрузка фактическая за 2022 год	268,0	5,0			273,0
	Резерв дефицит станции по фактической тепловой нагрузке за 2022 год	254,5	1,0			255,5

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

Технико-экономическое обоснование строительства источников комбинированной выработки

электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок должно выполняться:

- на вновь осваиваемых территориях городского округа в случае отсутствия возможности обеспечения теплоснабжения потребителей от существующих источников;
- в отсутствии объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России.

Оба условия выполняются для вновь осваиваемых территорий кадастрового квартала 43:42:300071, суммарная нагрузка перспективных потребителей в котором оценивается в 4,5 Гкал/ч, данной величины недостаточно для организации комбинированной выработки.

На основании Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана и утверждена Схема и программы развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 гг. (далее по тексту - СиПР ЭЭС на 2023 - 2028 годы).

**В данной программе перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования не предусматривается.**

**Базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории г. Кирова-Чепецка не предусматривается.**

В целом ЭС Кировской области по мощности является локально дефицитной. Собственный максимум потребления в ЭС области в настоящее время – 1216,4 МВт, что составляет 125% от установленной мощности источников в энергосистеме. Согласно СиПР Кировской области, до 2024 года собственный максимум увеличится до 1277,8 МВт, или 136% от установленной мощности электростанций.

Сальдо перетока по ЭС Кировской области за 2019 – 2024 гг. увеличится с – 2836,0 тыс. МВт\*ч до – 3255 тыс. МВт\*ч (+14,8%). Существенного изменения объема вырабатываемой электроэнергии станциями ЭС Кировской области не ожидается. В период 2019-2024 гг., объем выработки электроэнергии увеличится с существующих 4309,0 тыс. МВт\*ч до 4462,5 тыс. МВт\*ч (+3,5%).

## **6.ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

### **6.1.Мероприятия по ТЭЦ-3**

Энергосистема Кировской области является в настоящее время профицитной по электрической мощности и будет оставаться таковой в среднесрочной перспективе. Положительное сальдо перетоков связано с тем, что в соседних энергосистемах расположены крупные электростанции.

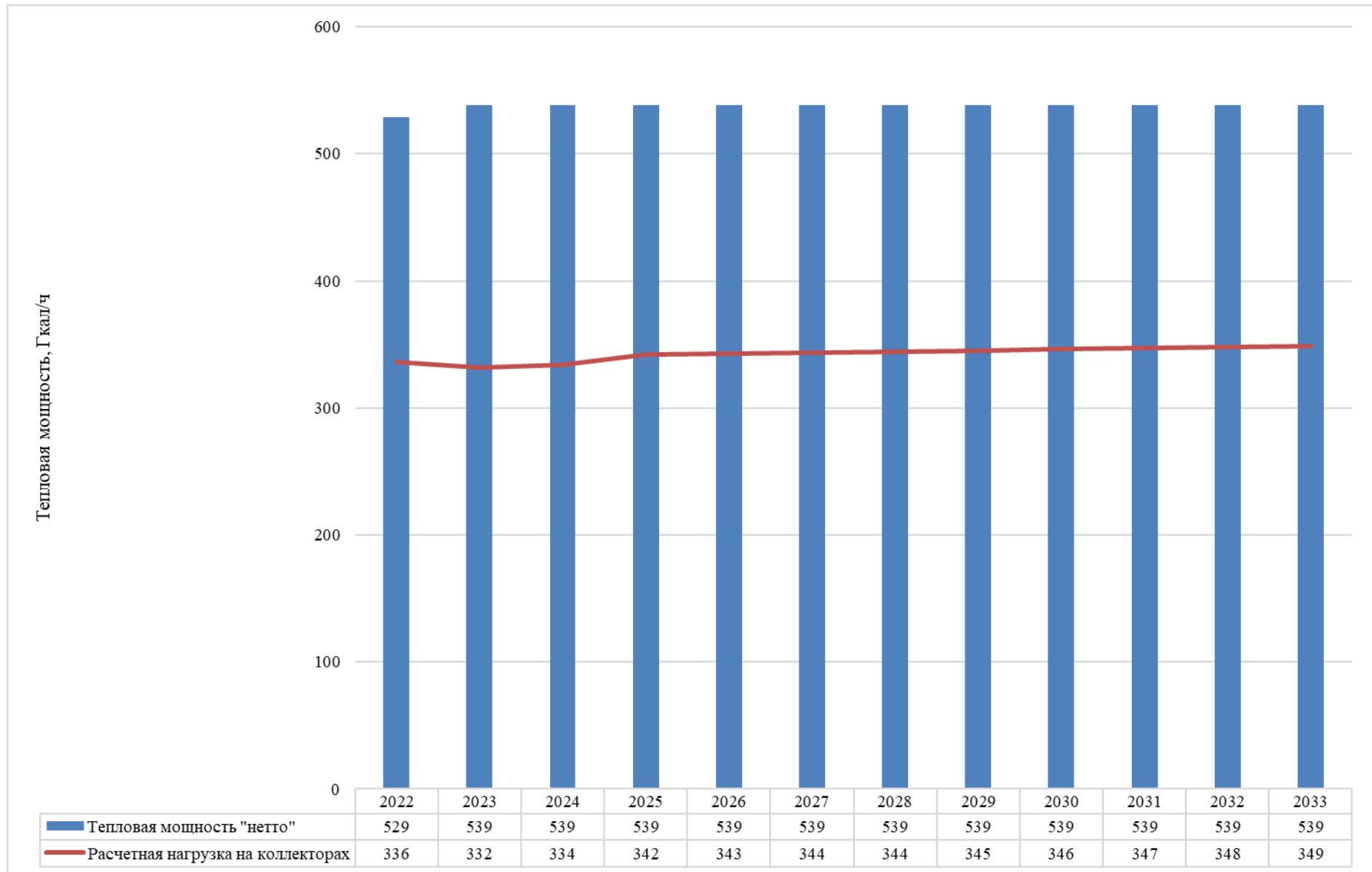
В долгосрочной перспективе изменения в балансе электрической энергии и мощности могут быть связаны как с приростом электропотребления промышленностью и жилищно-коммунальным хозяйством, так и снижением электропотребления в результате перехода промышленности на источники собственной генерации. Оба направления выходят за рамки настоящей актуализации Схемы теплоснабжения, в связи с чем, принимается среднесрочный тренд, заложенный в СиПР Кировской области.

За базовый период актуализации выведено устаревшее оборудование неблочной части. В работе остаются 4 водогрейных котла. В 2023 г. планируется установка парового котла в пристройке к ПВК для покрытия паровой нагрузки производственных потребителей.

Существующий и перспективный состав оборудования Кировской ТЭЦ-3 представлен в таблице ниже. Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кировской ТЭЦ-3 на период разработки настоящей актуализации представлен на рисунке ниже.

**Таблица 6.1 – Существующий и перспективный состав оборудования Кировской ТЭЦ-3**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Прозв.	Оборудование	Год ввода	Прозв.
<b>Паровые турбины</b>						
ЭБ-1	Т-63/76-8,8	2014	63 МВт / 120 Гкал/ч	Т-63/76-8,8	2014	63 МВт / 120 Гкал/ч
<b>Газовые турбины</b>						
ЭБ-1	ГТЭ-160	2014	173 МВт / 16 Гкал/ч	ГТЭ-160	2014	173 МВт / 16 Гкал/ч
<b>Котлы-утилизаторы</b>						
ЭБ-1	Е-236/40,2-9,15/1,5 -515/298-19,3	2014	236 т/ч (ВД) +40 т/ч (НД)	Е-236/40,2- 9,15/1,5 -515/298-19,3	2014	236 т/ч (ВД) +40 т/ч (НД)
<b>Паровые котлы</b>						
1	-	-	-	Е-18-1,3-191	2023	10,0 Гкал/ч (18 т/ч)
<b>Водогрейные котлы</b>						
1В	КВГМ-100	1980	100,0 Гкал/ч	КВГМ-100	1980	100,0 Гкал/ч
2В	КВГМ-100	1980	100,0 Гкал/ч	КВГМ-100	1980	100,0 Гкал/ч
3В	КВГМ-100	1985	100,0 Гкал/ч	КВГМ-100	1985	100,0 Гкал/ч
4В	КВГМ-100	1985	100,0 Гкал/ч	КВГМ-100	1985	100,0 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>236 МВт / 536,0 Гкал/ч</b>			<b>236 МВт / 546,0 Гкал/ч</b>



**Рисунок 6.1 - Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кировской ТЭЦ-3 на расчетный период**



## 6.2. Мероприятия по котельной мкр. Каринторф

В таблице ниже представлен состав оборудования котельной Каринторф. Как видно, оборудо-  
 вание имеет определенную степень износа.

Таблица 6.2 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельной Каринторф

Наимено- вание ко- тельной	Тип котла	Год уста- новки котла	Мощ- ность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по кот- лам, кг у.т./Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг.т./Гкал
Котельная Каринторф	КВаГн «Вулкан» VK-1500	2007	1,50	6,88	155,30	92,0%	155,3
	КВаГн «Вулкан» VK-2000	2007	2,00		155,30	92,0%	
	КВаГн «Вулкан» VK-2000	2007	2,00		155,30	92,0%	
	КВаГн «Вулкан» VK-1500	2007	1,50		155,30	92,0%	

Однако на горизонте планирования до 2033 года не предполагается необходимость кардиналь-  
 ной реконструкции с заменой основного оборудования. Схемой теплоснабжения предусматривается:

1. Проведение технических обследований оборудования в установленные сроки, позволяющие  
 продлить ресурс оборудования. Мероприятия предусматриваются в рамках капитальных и текущих  
 ремонтов;

2. Ряд мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности производства  
 тепловой энергии, а также снижение износа вспомогательного оборудования, в соответствии с табли-  
 цей ниже.

Таблица 6.3 – Перечень мероприятий по модернизации котельной мкр. Каринторф

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Проекты ЕТО №02, в т.ч.</b>												
<b>Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость проектов	100	840	500	200	350	100	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным ито- гом	100	940	1440	1640	1990	2090	2190	2190	2590	2590	2590	2590
<b>Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным ито- гом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	100	840	500	200	350	100	100	0	400	0	0	0

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	940	1440	1640	1990	2090	2190	2190	2590	2590	2590	2590
<b>Проект 002.01.02.002 «Замена подпиточного насоса»</b>												
Всего стоимость группы проектов	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Проект 002.01.02.003 «Замена накопительного бака №1, 50 куб. м»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Проект 002.01.02.004 «Замена накопительного бака №2, 50 куб. м»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	350	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Проект 002.01.02.005 «Приобретение и установка горелок дизельных 2 шт.»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	490	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	490	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>Проект 002.01.02.006 «Монтаж емкости резервного топлива с приобретением и установкой 2х дизельных горелок и оборудования топливоподачи»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	200	0	100	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	200	200	300	400	400	800	800	800	800
<b>Подгруппа проектов 002.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 002.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## **7.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**

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, предложения по переоборудованию котельных в источник комбинированной выработки с выработкой электрической энергии на собственные нужды ТСО, должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №38.

П. 38.1. Приложения №38 МУ предусматривает технико-экономическое обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки на основании сравнения предельного уровня цены [тепловой энергии от] котельной для ценовых зон теплоснабжения.

Котельная Каринторф в настоящее время не имеет достаточной величины присоединенной нагрузки для рассмотрения организации комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Котельная филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ» имеет достаточную величину присоединенной нагрузки для рассмотрения комбинированной выработки на базе паровых турбин или ГПА, однако филиал «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ» относится к числу ведомственных организаций и в настоящее время не рассматривает организацию комбинированной выработки, ввиду экономической нецелесообразности. Таким образом, организация комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на котельных не рассматривается при текущей актуализации.

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

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, предложения по реконструкции котельных с увеличением их зоны действия путем включения в ее состав зон действия существующих источников тепловой энергии, должны разрабатываться на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №39.

Котельные города существенно удалены друг от друга, ввиду чего переключение нагрузки неэффективных котельных на более эффективные котельные экономически нецелесообразно.

## **9.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 перевод существующих котельных в пиковый режим относительно Кировской ТЭЦ-3 в связи с их удаленностью от источника комбинированной выработки.

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

Настоящая актуализация содержит мероприятия по оптимизации существующей зоны теплоснабжения ТЭЦ-3 в городской части. В результате такой оптимизации, выделяются новые котельные мкр. Цепели и п. Пригородный.

Оптимизация позволит вывести из эксплуатации изношенные тепловые сети больших диаметров (2Ду500, 2Ду250) и этим сократить потери в тепловых сетях и затраты на их эксплуатацию и реконструкцию.

Как было показано в мастер-плане актуализированной на 2022 год Схемы теплоснабжения, наиболее целесообразным вариантом является децентрализация зон с низкой плотностью. Однако такая децентрализация также связана с высоким уровнем риска невозможности организации индивидуального теплоснабжения, в том числе поквартирного отопления. В связи с чем, настоящая актуализация предусматривает строительство двух новых БМК для теплоснабжения промышленной зоны Цепели и п. Пригородный. БМК №2 «Пригородный» будет располагаться вне границ г. Кирово-Чепецка.

**Таблица 10.1 – Оценка эффективности строительства БМК**

Наименование	Ед. Изм.	БМК №1 «Цепели»
Установленная мощность источника	Гкал/ч	3,00
Удельная стоимость строительства	млн. руб./Гкал	14,00
САРЕХ	млн. руб.	42,00
Топливная составляющая	кг у.т./Гкал	156,00
	руб./Гкал	717,60
	т.у.т.	582,07
Прочие ОР	млн. руб.	2,68
	руб./Гкал	535,55
Отпуск в сеть	млн. руб.	4,68
	руб./Гкал	1253,15
	тыс. Гкал	3,73
Потери в ТС	тыс. Гкал	0,34
	%	9,0%
НВВ	млн. руб.	4,68
НВВ/ПО	руб./Гкал	1377,09
Полезный отпуск	тыс. Гкал	3,40
Тариф (без НДС)	руб./Гкал	1392,39
Прибыль/убыток	млн. руб.	0,052

Наименование	Ед. Изм.	БМК №1 «Цепели»
Экономия в зоне Кировской ТЭЦ-3, отнесенная на БМК (50% от общей экономии)	млн. руб.	2,691
<b>Всего</b>	<b>млн. руб.</b>	<b>2,74</b>
<i>Простой срок окупаемости</i>	<i>лет</i>	<i>15,31</i>

Простой срок окупаемости БМК №1 «Цепели» при направлении 50% сэкономленных расходов в зоне Кировской ТЭЦ на финансирование мероприятий составляет 15,31 лет. **Целесообразно рассматривать варианты софинансирования данных мероприятий со стороны бюджетов различных уровней.**

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

Настоящая актуализация Схемы теплоснабжения не предусматривает вывод из эксплуатации котельных, существующие нагрузки которых планируется переключить на более эффективные источники.

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

Существующие и планируемые к застройке потребители, находящиеся вне радиуса эффективного теплоснабжения источников комбинированной выработки и котельных, 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 (таунхаузов), 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 (четырёх 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.

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 п.1 настоящей Главы.

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

Балансы тепловой мощности на рассматриваемую перспективу представлены в таблицах ниже.

**Таблица 13.1 – Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №01, Гкал/ч (таблица ПЗ4.1 МУ)**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>ТЭЦ-3</b>																
Установленная тепловая мощность, в том числе:	816	878	878	813	536	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546
отборы паровых турбин, в том числе:	416	478	478	413	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
производственных показателей (с учетом противодавления)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	416	478	478	413	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПВК	400	400	400	400	400	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Располагаемая тепловая мощность станции	606	878	878	813	536	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	8,5	1,5	1,5	1,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	36,0	35,7	35,7	35,7	35,7	35,6	35,6	35,9	35,9	36,0	36,0	36,0	36,0	36,1	36,1	36,1
Dy=700 мм	16,6	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,5	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Dy=600 мм	14,6	14,5	14,5	14,5	14,5	12,6	12,6	12,7	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Dy=500 мм	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Dy=400 мм	12,8	12,7	12,7	12,7	12,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	345,6	369,0	356,8	344,6	313,6	309,9	311,8	319,5	320,4	321,2	321,8	322,3	323,7	324,3	325,5	326,1
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91	19,91
отопление и вентиляция	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97	16,97
горячее водоснабжение	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94
Dy=700 мм	150,1	160,8	155,2	149,6	135,3	133,7	134,5	137,9	138,2	138,6	138,9	139,1	139,7	139,9	140,5	140,7
отопление и вентиляция	131,9	141,4	136,5	131,5	119,0	117,6	118,3	121,2	121,6	121,9	122,1	122,3	122,8	123,0	123,5	123,7
горячее водоснабжение	18,1	19,4	18,7	18,1	16,3	16,1	16,2	16,6	16,7	16,7	16,8	16,8	16,9	16,9	17,0	17,0
Dy=600 мм	115,6	123,9	119,5	115,2	104,2	103,0	103,6	106,2	106,5	106,7	107,0	107,1	107,6	107,8	108,2	108,4
отопление и вентиляция	101,6	108,9	105,1	101,3	91,6	90,5	91,1	93,4	93,6	93,9	94,0	94,2	94,6	94,8	95,1	95,3
горячее водоснабжение	13,9	15,0	14,4	13,9	12,6	12,4	12,5	12,8	12,8	12,9	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,1
Dy=500 мм	17,4	18,6	18,0	17,3	15,7	15,5	15,6	16,0	16,0	16,0	16,1	16,1	16,2	16,2	16,3	16,3
отопление и вентиляция	15,3	16,4	15,8	15,2	13,8	13,6	13,7	14,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,2	14,2	14,3	14,3
горячее водоснабжение	2,1	2,2	2,2	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0
Dy=400 мм	42,7	45,8	44,2	42,6	38,5	38,1	38,3	39,2	39,3	39,4	39,5	39,6	39,8	39,8	40,0	40,0
отопление и вентиляция	37,6	40,2	38,8	37,4	33,9	33,5	33,7	34,5	34,6	34,7	34,8	34,8	35,0	35,0	35,1	35,2

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
горячее водоснабжение	5,2	5,5	5,3	5,1	4,6	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	258,6	271,5	309,5	272,1	330,9	327,0	329,0	337,0	337,9	338,7	339,4	339,9	341,3	342,0	343,2	343,9
Dy=700 мм	110,0	115,9	133,4	116,2	143,3	141,6	142,4	145,9	146,3	146,7	147,0	147,2	147,8	148,1	148,6	148,9
отопление и вентиляция	96,7	101,9	117,3	102,2	126,0	124,5	125,3	128,3	128,7	129,0	129,2	129,4	130,0	130,2	130,7	130,9
горячее водоснабжение	13,3	14,0	16,1	14,0	17,3	17,1	17,2	17,6	17,7	17,7	17,7	17,8	17,8	17,9	17,9	18,0
Dy=600 мм	84,7	89,3	102,8	89,5	110,3	109,1	109,7	112,4	112,7	113,0	113,2	113,4	113,8	114,0	114,5	114,7
отопление и вентиляция	74,5	78,5	90,4	78,7	97,0	95,9	96,5	98,8	99,1	99,3	99,5	99,7	100,1	100,3	100,6	100,8
горячее водоснабжение	10,2	10,8	12,4	10,8	13,3	13,2	13,2	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,7	13,8	13,8	13,8
Dy=500 мм	12,7	13,4	15,4	13,4	16,6	16,4	16,5	16,9	16,9	17,0	17,0	17,0	17,1	17,1	17,2	17,2
отопление и вентиляция	11,2	11,8	13,6	11,8	14,6	14,4	14,5	14,8	14,9	14,9	15,0	15,0	15,0	15,1	15,1	15,1
горячее водоснабжение	1,5	1,6	1,9	1,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Dy=400 мм	31,3	33,0	38,0	33,1	40,8	40,3	40,5	41,5	41,6	41,7	41,8	41,9	42,1	42,1	42,3	42,4
отопление и вентиляция	27,5	29,0	33,4	29,1	35,9	35,4	35,6	36,5	36,6	36,7	36,8	36,8	37,0	37,1	37,2	37,3
горячее водоснабжение	3,8	4,0	4,6	4,0	4,9	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	37,72	37,72	37,72	37,72	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	37,72	37,72	37,72	37,72	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	178	434	446	393	174	188	186	178	177	176	176	175	174	173	172	171
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	301	567	529	502	193	206	205	196	196	195	194	194	192	192	190	190
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	506	778	778	713	436	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	261	272	306	273	296	292	294	301	302	302	303	304	305	305	306	307
Зона действия источника тепловой мощности, га	1591	1593	1594	1596	1597	1565	1565	1566	1568	1570	1571	1572	1576	1577	1580	1582
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,163	0,170	0,194	0,171	0,207	0,209	0,210	0,215	0,216	0,216	0,216	0,216	0,217	0,217	0,217	0,217

**Таблица 13.2 – Баланс тепловой мощности котельной, в зоне действия ЕТО, Гкал/ч (таблица ПЗ4.2 МУ)**

**Таблица 13.3 – Баланс тепловой мощности котельной, в зоне действия ЕТО, Гкал/ч (таблица ПЗ4.2 МУ)**

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Котельная Каринторф</b>																	
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
2	Располагаемая тепловая мощность станции	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК» НА ПЕРИОД ДО 2033 Г.  
 ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,04	4,04	4,00	4,04	4,04	4,04	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,53	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
8	отопление	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,16	1,16	1,20	1,16	1,16	1,16	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Котельная филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ» в городе Кирово-Чепецке</b>																	
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	717,1	717,1	717,1	717,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1	617,1
2	Располагаемая тепловая мощность станции	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8	527,8
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная нагрузка в горячей воде и паре (структура приведена в разделе 5.2 Главы 1)	371,40	371,00	403,20	435,34	437,82	437,82	437,82	437,92	437,92	437,92	437,92	437,92	437,92	437,92	437,92	437,92
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде и паре (на коллекторах станции), в том числе:*	330,41	330,11	330,11	352,04	354,03	398,96**	398,96	398,96	399,06	399,06	399,06	399,06	399,06	399,06	399,06	399,06
8	отопление*	115,79	115,49	115,49	110,69	111,70	111,83**	111,83	111,83	111,93	111,93	111,93	111,93	111,93	111,93	111,93	111,93
9	вентиляция*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение*	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
10/1	технология в паре*	209,51	209,51	209,51	236,24	237,21	282,01**	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01	282,01
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по спросу на тепловую мощность, с учетом договорной нагрузки)	152,65	153,05	120,85	88,70	86,23	86,23	86,23	86,12	86,12	86,12	86,12	86,12	86,12	86,12	86,12	86,12
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	197,40	197,70	197,70	175,77	173,79	128,85	128,85	128,85	128,75	128,75	128,75	128,75	128,75	128,75	128,75	128,75
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9	425,9
14	Максимально допустимое значение тепловой	290,8	290,5	290,5	309,8	311,5	351,1	351,1	351,1	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата																
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58	327,58
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,358	0,357	0,357	0,342	0,345	0,345	0,345	0,345	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346
<b>Новая БМК, для теплоснабжения мкр. Цепели</b>																	
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:						3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
2	Располагаемая тепловая мощность станции						3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде						0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде						0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
5	Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде						2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:						2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23
8	отопление						2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12
9	вентиляция						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	горячее водоснабжение						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/1	технология в паре						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)						0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)						0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77

№ п/п	Наименование показателя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла						2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата						1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
15	Зона действия источника тепловой мощности, га						10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09	10,09
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га						0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210

\*Расчётная тепловая нагрузка принята как 80% от договорной нагрузки

\*\*С учетом выданных ТУ на подключение

#### **14. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА**

Местным видом топлива на территории Кировской области является торф, добыча которого в промышленных масштабах ведется с 30-х годов прошлого века. До конца 70-х годов прошлого века фрезерный торф использовался в качестве основного топлива на фабриках, заводах и электростанциях.

До февраля 2012 года на Кировской ТЭЦ-3 производилось сжигание фрезерного торфа, доставляемого вагонами узкой колеи с Каринского участка (Каринторф), разработка которого осуществлялась для нужд станции. После газификации Кирово-Чепецка, произошли существенные изменения в структуре топливного баланса Кировской ТЭЦ-3: торф уступил место природному газу как более дешевому и экологически чистому виду топлива.

В настоящее время на территории г. Кирово-Чепецк отсутствуют источники, основным топливом которых является торф, т.к. промышленные и производственные объекты газифицированы.

Газоснабжение г. Кирово-Чепецка осуществляется от двух магистральных газопроводов:

- Оханск – Киров, является отводом от магистрального газопровода Нижняя Тура – Пермь – Горький – Центр, проходит по территории Пермского края, Удмуртской республики и Кировской области
- КС «Вятская» - Киров, является отводом магистрального газопровода Ямбург – Тула 2, проходит по территории Малмыжского, Уржумского, Нолинского, Сунского Куменского, Кирово-Чепецкого районов Кировской области, закольцован с газопроводом Оханск – Киров через существующую перемычку в районе г. Кирово-Чепецка.

В связи с вышеописанным, актуализированная схема теплоснабжения не предусматривает коренных изменений в топливном балансе источников. Основным топливом крупных источников остается природный газ. Торф как местное топливо может использоваться в негазифицированных районах Кировской области, а также в индивидуальной застройке.

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

Существующие и планируемые к строительству производственные зоны, расположенные в непосредственной близости от Кировской ТЭЦ-3, обеспечиваются тепловой энергией в горячей воде от станции в полном объеме.

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.

## 16.РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Настоящая актуализация предусматривает сохранение результатов расчета, выполненного в предыдущей актуализации. Для оценки эффективного радиуса теплоснабжения применяется методика, которая основывается на допущении, что в среднем по системе теплоснабжения затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребителя. Для упрощения расчётов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника условно разбиваем на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитываем усреднённое расстояние от источника до условного центра присоединённой нагрузки ( $L_i$ ) и суммарное теплоснабжение зоны ( $Q_i$ ). Расчётная схема системы теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 представлена на рисунке. Номера на рисунке (I, II, III, IV, V) - расчетные районы схемы.

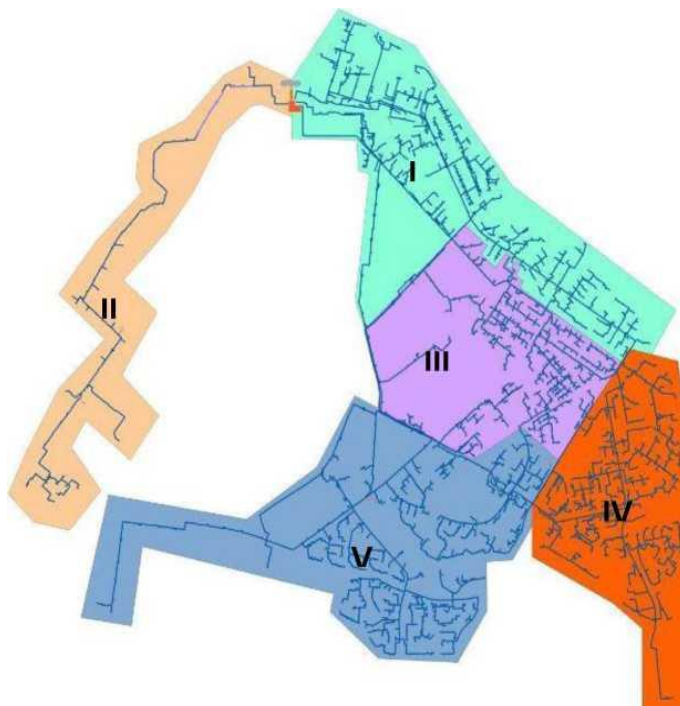


Рисунок 16.1 - Расчётная схема определения радиуса теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 приведен в таблице ниже.

**Таблица 16.1 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

Показатель	Расчет по зонам					Сумма
	I	II	III	IV	V	
№ зоны						
Расстояние $L_i$ , км	3,3	4,1	4,715	5,22	6,8	24,135
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	41,06	37,73	42,79	58,04	71,17	250,8
Годовой отпуск $A_i$ , Гкал	111258,5	102242,1	115944,3	157271,1	192828	679544
$L_i \cdot Q_i$ , км x Гкал/ч	135,5	154,7	201,8	303	483,9	1278,9
Средний радиус теплоснабжения $L_{0q}$ , км	-	-	-	-	-	5,1
Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) x км)	-	-	-	-	-	26,2
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, тыс. руб.	29572	33763,5	44031,7	66123,1	105612	279102,3
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	265,8	330,2	379,8	420,4	547,7	410,7
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	410,7	410,7	410,7	410,7	410,7	410,7
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ без учета расстояния до источника, тыс. руб.	45696,1	41992,9	47620,6	64594,4	79198,3	279102,3
Разница в затратах по зонам, тыс. руб. в год	-16124,1	-8229,4	-3589	1528,8	26413,6	
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км						5,1

Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 приведен на рисунке ниже.



**Рисунок 16.2 - Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

Расчётная схема системы теплоснабжения котельной МКР Каринторф и результаты расчетов представлены на рисунке и в таблице соответственно.

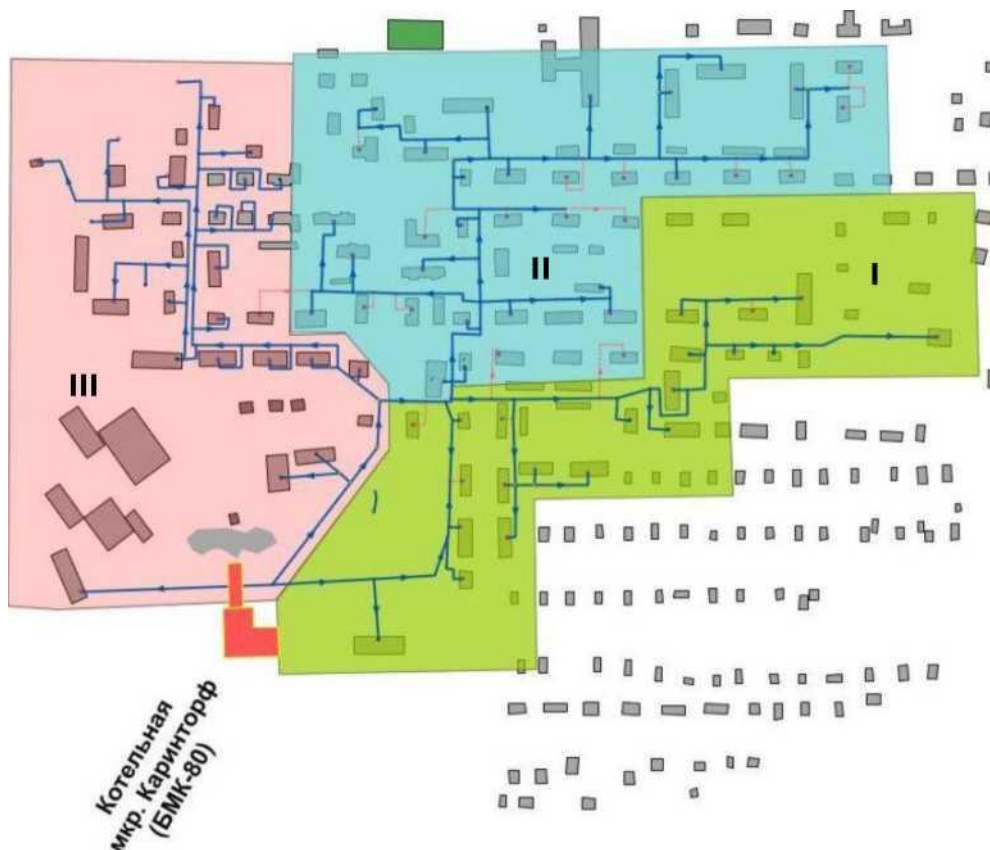


Рисунок 16.3 - Расчетная схема МКР Каринторф

Таблица 16.2 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения МКР Каринторф

Показатель	Расчет по зонам			Сумма
	I	II	III	
№ зоны				
Расстояние $L_i$ , км	1,037	1,277	0,48	2,7 94
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	1,2	2,62	0,22	4,04
Годовой полезный отпуск $A_i$ , Гкал	3669	8071,7	672,6	12413,3
$L_i * Q_i$ , км x Гкал/ч	1,2	3,4	0,1	4,7
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$ , км	-	-	-	1,163
Удельные затраты на транспорт теп- ла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) x км)	-	-	-	190,4
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, тыс. руб.	1974,2	5348,4	167,5	7490,1
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каж- дой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	538,1	662,6	249,1	603,4
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каж- дой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	603,4	603,4	603,4	603,4
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ без учета расстояния до источника, тыс. руб.	2213,8	4870,4	405,9	7490,1
Разница в затратах по зонам, тыс. руб. в год	-239,6	478	-238,3	
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{эф}$ , км				1,163





## **17. СВОДНЫЙ РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

В соответствии с Методическими указаниями по разработке Схем теплоснабжения, структура необходимых инвестиций должна состоять из сформированных уникальных номеров мероприятий (проектов) по каждой теплоснабжающей, теплосетевой организации, функционирующей в зоне деятельности ЕТО, в следующем порядке:

XXX.XX.XX.XXX, где:

Где

Первые три значащих цифры (XXX.), отражают номер ЕТО;

вторые две значащих цифры (.XX.), отражают номер группы проектов в составе ЕТО (01 – источники);

третьи две значащих цифры (.XX.), отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;

четвертые три значащих цифры (.XXX), отражают номер проекта в составе ЕТО;

Реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (мощности), включенных в Схему теплоснабжения представлен ниже:

- для организаций, применяющих общепринятую систему налогообложения, в ценах на дату реализации, без НДС;

- для организаций, применяющих упрощенную систему налогообложения, в ценах на дату реализации (НДС не начисляется).

**Таблица 17.1 – Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (мощности), включенных в Схему теплоснабжения, в ценах на дату реализации, без НДС**

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>В целом по муниципальному образованию</b>												
<b>Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость проектов	82639	88217	15078	5199	31316	2055	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	82639	170856	185934	191133	222449	224504	224604	224604	225004	225004	225004	225004
<b>Проекты ЕТО №01, в т.ч.</b>												
<b>Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость проектов	82539	87377	14578	4999	30966	1955	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	82539	169916	184494	189493	220459	222414	222414	222414	222414	222414	222414	222414
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	441	67347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	441	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788
<b>Проект 001.01.01.001 «Строительство блочно-модульной котельной мкр. Цепели (для теплоснабжения промышленной зоны "База ОРСа")»</b>												
Всего стоимость группы проектов	441	67347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	441	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788	67788
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	82098	20030	14578	4999	30966	1955	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	82098	102128	116706	121705	152671	154626	154626	154626	154626	154626	154626	154626
<b>Проект 001.01.02.002 «Реконструкция Устр-во систем молниезащиты»</b>												
Всего стоимость группы проектов	1369	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369	1369
<b>Проект 001.01.02.003 «Реконструкция турбогенератора ст. №ТГ ГТ1»</b>												
Всего стоимость группы проектов	78127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127	78127
<b>Проект 001.01.02.004 «Реконструкция Устан.кантоват рот.газ.турбин»</b>												
Всего стоимость группы проектов	1922	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922	1922

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Проект 001.01.02.005 «Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНиП Кировская ТЭЦ-3 ПГУ»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	10515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	10515	10515	10515	10515	10515	10515	10515	10515	10515	10515	10515
<b>Проект 001.01.02.006 «Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНиП Кировская ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	8567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	8567	8567	8567	8567	8567	8567	8567	8567	8567	8567	8567
<b>Проект 001.01.02.007 «Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНиП. Кировская ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	6086	0	0	1955	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	6086	6086	6086	8041	8041	8041	8041	8041	8041	8041
<b>Проект 001.01.02.008 «Приведение хлораторной установки Кировской ТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНиП. Кировская ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	680	0	0	4999	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	680	680	680	5679	5679	5679	5679	5679	5679	5679	5679	5679
<b>Проект 001.01.02.009 «Модернизация КВОУ. Кировская ТЭЦ-3 ПГУ»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	3462	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	3462	3462	3462	3462	3462	3462	3462	3462	3462	3462
<b>Проект 001.01.02.010 «ОНМ. Оборудование не требующее монтажа. Кировская ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	845	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	845	845	845	845	845	845	845	845	845	845	845
<b>Проект 001.01.02.011 «Модернизация узлов учета природного газа на ППГ ПГУ Кировской ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
<b>Проект 001.01.02.012 «Модернизация КВГМ-100 ст. №4 с заменой конвективных пакетов и стояков фронтального экрана»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	30966	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	30966	30966	30966	30966	30966	30966	30966	30966
<b>Проект 001.01.02.013 «НМА. Аттестация (аккредитация) работ (лабораторий). Кировская ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Проект 001.01.02.014 «Модернизация инженерно-технических средств охраны Кировской ТЭЦ-3»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	4930	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	4930	4930	4930	4930	4930	4930	4930	4930	4930	4930

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Подгруппа проектов 001.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 001.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Проекты ЕТО №02, в т.ч.</b>												
<b>Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость проектов	100	840	500	200	350	100	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	940	1440	1640	1990	2090	2190	2190	2590	2590	2590	2590
<b>Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	100	840	500	200	350	100	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	940	1440	1640	1990	2090	2190	2190	2590	2590	2590	2590
<b>Проект 002.01.02.002 «Замена подпиточного насоса»</b>												
Всего стоимость группы проектов	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Проект 002.01.02.003 «Замена накопительного бака №1, 50 куб. м»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Проект 002.01.02.004 «Замена накопительного бака №2, 50 куб. м»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	350	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Проект 002.01.02.005 «Приобретение и установка горелок дизельных 2 шт.»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	490	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	490	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Проект 002.01.02.006 «Монтаж емкости резервного топлива с приобретением и установкой 2х дизельных горелок и оборудования топливоподачи»</b>												
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	200	0	100	100	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	200	200	300	400	400	800	800	800	800
<b>Подгруппа проектов 002.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 002.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Проекты ЕТО №04, в т.ч.</b>												
<b>Группа проектов 004.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 004.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 004.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 004.01.03.000 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 004.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>												
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0