



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК» НА ПЕРИОД ДО 2033 Г.  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2023 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
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 .....	18
8. обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	18
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.....	19
10. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	19
11. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	20
12. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки городского округа малоэтажными жилыми зданиями .....	20
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.....	21
14. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	31
15. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа .....	32
16. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения .....	32
17. Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	36

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 1 – Блок-схема подключения новых Потребителей к существующим СЦТ.....</i>	<i>7</i>
<i>Рисунок 2 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кировской ТЭЦ-3 на период разработки Схемы .....</i>	<i>17</i>
<i>Рисунок 3 – Расчетная схема определения радиуса теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 .....</i>	<i>33</i>
<i>Рисунок 4 – Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>34</i>
<i>Рисунок 5 – Расчетная схема МКР Каринторф.....</i>	<i>34</i>
<i>Рисунок 6 – Радиус эффективного теплоснабжения МКР Каринторф.....</i>	<i>35</i>

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

<i>Таблица 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 2 – Существующий и перспективный состав оборудования Кировской ТЭЦ-3 .....</i>	<i>16</i>
<i>Таблица 3 – Оценка эффективности строительства БМК.....</i>	<i>19</i>
<i>Таблица 4 – 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>22</i>
<i>Таблица 5 – Баланс тепловой мощности котельной, в зоне действия ЕТО, Гкал/ч (таблица ПЗ4.2 МУ).....</i>	<i>24</i>
<i>Таблица 6 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 .....</i>	<i>33</i>
<i>Таблица 7 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения МКР Каринторф.....</i>	<i>35</i>
<i>Таблица 8 – 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>37</i>

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

Настоящая актуализация содержит мероприятия по реконструкции Кировской ТЭЦ-3 с выводом из эксплуатации неблочной части. Часть оборудования выведена за базовый период актуализации (2021 г.). Вывод часть оборудования ТЭЦ позволит оптимизировать состав оборудования и сократить затраты на его ремонт и обслуживание.

За 2021 год ряд потребителей промплощадки от ТЭЦ-3 в паре был переведен на теплоснабжение от котельной филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ». Мероприятия позволили оптимизировать существующую зону действия ТЭЦ-3 и продолжить мероприятия по выводу из эксплуатации неблочной части ТЭЦ-3.

Настоящая актуализация содержит мероприятия по демонтажу одного водогрейного котла 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 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 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, нахо-

дящегося 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 1.

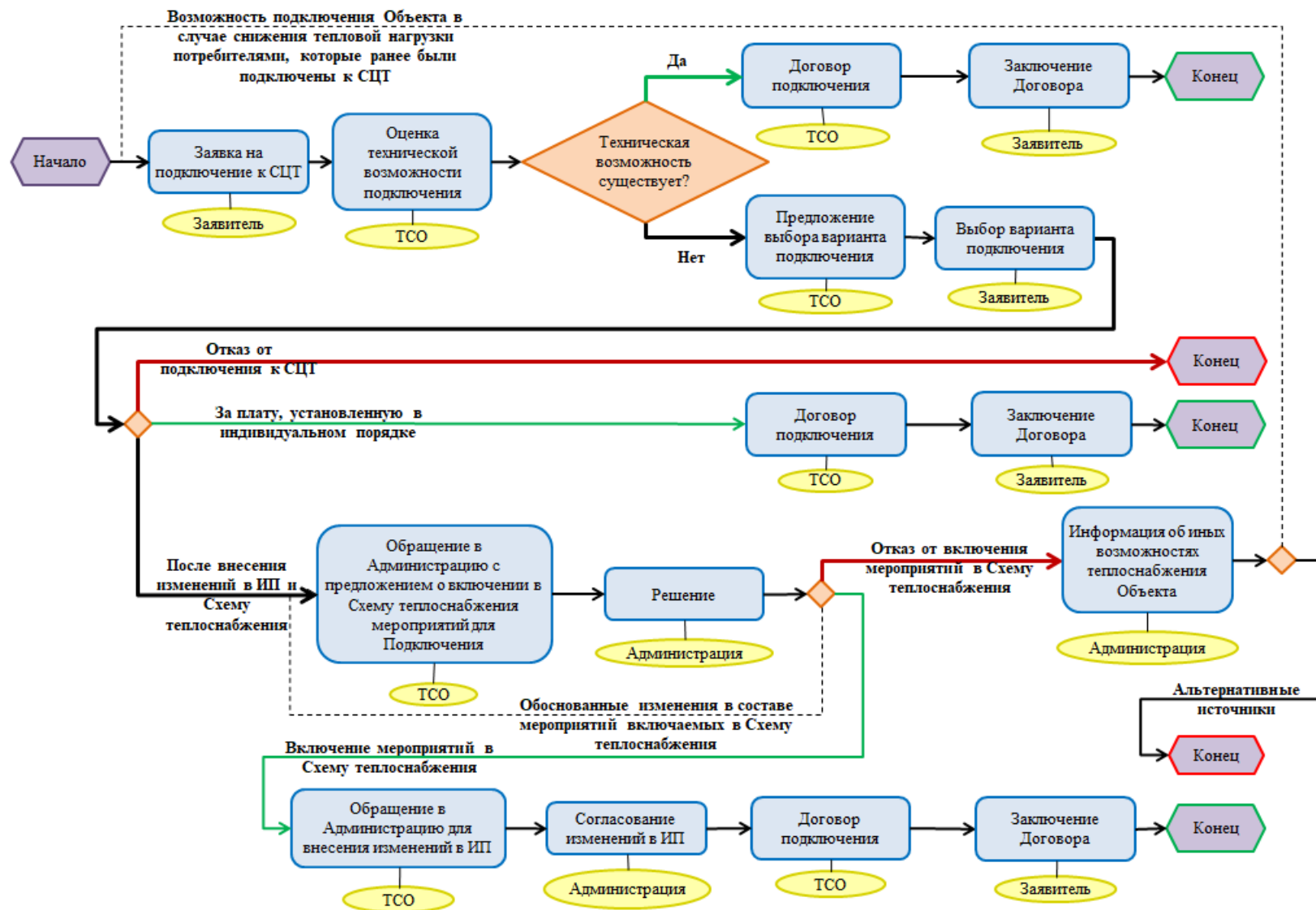


Рисунок 1 – Блок-схема подключения новых Потребителей к существующим СЦТ

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°С;
- 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:

$\Delta V_{Тэ}$  – 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 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	90,00				90,00
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	82,5				82,5
	Максимальная фактическая нагрузка 2021 года	232,3	40,6			272,8
	Резерв/дефицит мощности теплофикационных отборов по максимальной расчетной нагрузке за 2021 год	-149,8				-149,8
	Установленная тепловая мощность ПВК	400,0				400,0
Установленная тепловая мощность РОУ						
	Тепловая мощность прочее всего, в том числе	243,8	79,2			323,0
	Мощность редуцирующих устройств		79,2			79,2
1	РОУ-100/13					0,0
2	РОУ-13/7		36,0			36,0
3	РОУ-100/13/1,5		43,2			43,2
Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в целом по станции						
	Установленная тепловая мощность станции	733,8	79,2			813,0
	Располагаемая тепловая мощность станции	733,8	79,2			813,0
	Расход тепловой мощности на собственные нужды	7,5				7,5
	Мощность станции НЕТТО	726,3	79,2			805,5
	Максимальная тепловая нагрузка фактическая за 2021 год	232,3	40,6			272,8
	Резерв дефицит станции по фактической тепловой нагрузке за 2021 год	494,0	38,6			532,7

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

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, предложения по строительству источников комбинированной выработки для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в городском округе, не отнесенном к ценовой зоне теплоснабжения, разрабатываются на основании технико-экономического обоснования в соответствии с Приложением №37.

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 Единой энергетической системы России на 2021-2027 гг. (далее по тексту - СиПР ЕЭС на 2021 - 2027 годы). Также территория города включена в действующую Схему и программу перспективного развития электроэнергетики Кировской области на 2022-2026 годы, утвержденную указом Губернатора Кировской области от 29.04.2021 г. №66.

**В данных 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 источников комбинированной выработки на территории г. Кирово-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**

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.

Настоящая актуализация Схемы теплоснабжения предусматривает реконструкцию Кировской ТЭЦ-3 с закрытием паросиловой части (за 2021 год уже выведена турбина ПТ-22-90/10, ст. №3). В результате такой реконструкции, ожидается снижение установленной тепловой мощности с существующих 813 Гкал/ч до 516,0 Гкал/ч.

Закрытие паросиловой части предусматривается в 2022 году.

Реконструкцию планировалось выполнить в 3 этапа:

**Этап 1 (2020 г).** Модернизация схемы выдачи сетевой воды (реализовано):

- модернизация трубопроводов сетевой воды с насосным оборудованием;
- модернизация ХВО теплосети;
- создание системы САУ водогрейных котлов. Приведение водогрейных котлов в соответствие с требованиями безопасности газоснабжения;
- снятие ограничений располагаемой тепловой мощности ПГУ.

**Этап 2 (2021 г).** Реконструкция схемы снабжения потребителей паром производственных параметров (реализовано):

- установка парового котла в пристройке к ПВК;
- организация отбора пара производственных параметров от ПГУ;
- организация водно-химического режима;
- реконструкция ХВО теплосети с выводом из эксплуатации существующей ХВО ПСУ.

**Этап 3 (2022 г.).** Вывод из эксплуатации оборудования неблочной части ТЭЦ:

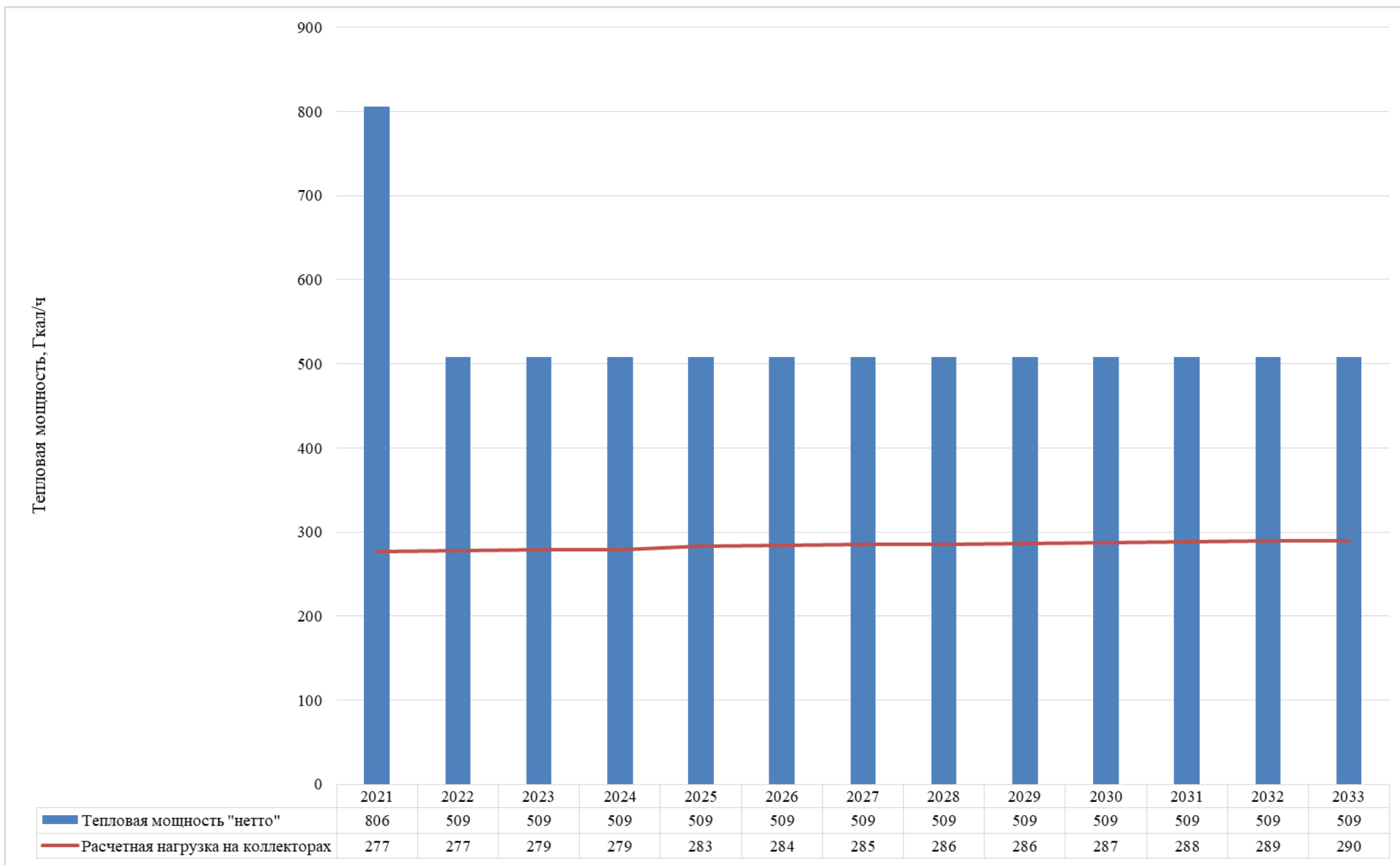
- вынос оборудования и коммуникаций, остающихся в эксплуатации, из главного корпуса КТЦ и вспомогательных зданий и сооружений;
- демонтаж оборудования, коммуникаций и строительных конструкций главного корпуса КТЦ;
- реконструкция электрической части и схемы питания собственных нужд;
- реконструкция линий связи;
- реконструкция системы технического водоснабжения;
- реконструкция схем хозяйственного и противопожарного водоснабжения.

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 2 – Существующий и перспективный состав оборудования Кировской ТЭЦ-3**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Прозв.	Оборудова-ние	Год ввода	Прозв.
<b>Паровые турбины</b>						
ЭБ-1	Т-63/76-8,8	2014	623 МВт / 90 Гкал/ч	Т-63/76-8,8	2014	623 МВт / 90 Гкал/ч
<b>Газовые турбины</b>						
ЭБ-1	ГТЭ-160	2014	174 МВт / -	ГТЭ-160	2014	174 МВт / -
<b>Энергетические котлы</b>						
9	ТП-170-1	1957	170 т/ч (101,5 Гкал/ч)	-	-	-
10	ПК-14-2	1959	220 т/ч (135,4 Гкал/ч)	-	-	-
11	ПК-14-2	1962	220 т/ч (135,4 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	2022	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>258 МВт / 813 Гкал/ч</b>			<b>236 МВт / 516,0 Гкал/ч</b>





**Рисунок 2 – Баланс тепловой мощности и подключенной нагрузки Кировской ТЭЦ-3 на период разработки Схемы**

## **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 и котельная ИК-11 в настоящее время не имеют 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 базовой версии, 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 3 – Оценка эффективности строительства БМК**

<b>Наименование</b>	<b>Ед. Изм.</b>	<b>БМК №1 «Цепели»</b>
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/ЛО	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 17,2 года. **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.

Ввиду избыточного резерва установленной тепловой мощности по производству тепловой энергии в горячей воде принято решение о демонтаже одного водогрейного котла КВГМ-100 ст. № К-41/1 филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ». Демонтаж запланирован на 2022 год. Переключение существующих тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не планируется ввиду достаточного резерва котельной для покрытия всех подключенных нагрузок.

## **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 (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.

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 4 – 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	2017	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	816	878	878	813	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
отборы паровых турбин, в том числе:	416	416	478	478	413	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
производственных показателей (с учетом противодавления)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	416	416	478	478	413	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
РОУ	0	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	410
Располагаемая тепловая мощность станции	606	606	878	878	813	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
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	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	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	38,4	36,0	35,7	35,7	35,7	35,6	35,6	35,6	35,7	35,8	35,8	35,8	35,8	35,9	35,9	35,9	35,9
Dy=700 мм	17,7	16,6	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,6
Dy=600 мм	15,3	14,3	14,2	14,2	14,2	12,6	12,6	12,6	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Dy=500 мм	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2	1,9	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	13,6	12,8	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	4,7
Потери в паропроводах	0	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	0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	322,3	345,6	369,0	356,8	344,6	339,9	341,0	341,1	345,4	346,2	347,0	347,7	348,2	349,6	350,2	351,4	352,0
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10	68,10
отопление и вентиляция	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16	65,16
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	2,94
Dy=700 мм	117,1	127,9	138,6	133,0	127,4	125,7	126,1	126,1	127,7	128,0	128,3	128,5	128,7	129,2	129,4	129,9	130,1
отопление и вентиляция	101,3	110,6	119,9	115,1	110,2	108,7	109,0	109,1	110,5	110,7	111,0	111,2	111,4	111,8	112,0	112,4	112,6
горячее водоснабжение	15,8	17,2	18,7	17,9	17,2	16,9	17,0	17,0	17,2	17,3	17,3	17,3	17,4	17,4	17,5	17,5	17,6
Dy=600 мм	90,2	98,5	106,8	102,4	98,1	96,8	97,1	97,1	98,3	98,6	98,8	99,0	99,1	99,5	99,7	100,0	100,2
отопление и вентиляция	78,0	85,2	92,4	88,6	84,9	83,7	84,0	84,0	85,1	85,3	85,5	85,6	85,8	86,1	86,3	86,6	86,7
горячее водоснабжение	12,2	13,3	14,4	13,8	13,2	13,1	13,1	13,1	13,3	13,3	13,3	13,4	13,4	13,4	13,4	13,5	13,5
Dy=500 мм	13,6	14,8	16,0	15,4	14,7	14,5	14,6	14,6	14,8	14,8	14,8	14,9	14,9	15,0	15,0	15,0	15,1
отопление и вентиляция	11,7	12,8	13,9	13,3	12,8	12,6	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	12,9	12,9	12,9	13,0	13,0	13,0
горячее водоснабжение	1,8	2,0	2,2	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

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

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ду=400 мм	33,3	36,4	39,5	37,9	36,3	35,8	35,9	35,9	36,3	36,4	36,5	36,6	36,6	36,8	36,8	37,0	37,0
отопление и вентиляция	28,8	31,5	34,1	32,7	31,4	30,9	31,0	31,0	31,4	31,5	31,6	31,6	31,7	31,8	31,9	32,0	32,0
горячее водоснабжение	4,5	4,9	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ:	245,7	258,6	271,5	309,5	272,1	268,6	269,7	269,8	274,3	275,2	276,0	276,7	277,2	278,6	279,2	280,5	281,1
Ду=700 мм	81,8	87,8	93,7	111,2	94,0	92,8	93,2	93,2	94,7	95,0	95,3	95,6	95,7	96,2	96,4	96,9	97,1
отопление и вентиляция	70,8	75,9	81,1	96,2	81,3	80,3	80,6	80,6	82,0	82,2	82,5	82,7	82,8	83,2	83,4	83,8	84,0
горячее водоснабжение	11,0	11,8	12,6	15,0	12,7	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,9	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,1
Ду=600 мм	63,0	67,6	72,2	85,7	72,4	71,5	71,8	71,8	73,0	73,2	73,4	73,6	73,7	74,1	74,3	74,6	74,8
отопление и вентиляция	54,5	58,5	62,4	74,1	62,6	61,8	62,1	62,1	63,1	63,3	63,5	63,7	63,8	64,1	64,3	64,5	64,7
горячее водоснабжение	8,5	9,1	9,7	11,6	9,8	9,6	9,7	9,7	9,8	9,9	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,1	10,1
Ду=500 мм	9,5	10,2	10,8	12,9	10,9	10,7	10,8	10,8	11,0	11,0	11,0	11,1	11,1	11,1	11,2	11,2	11,2
отопление и вентиляция	8,2	8,8	9,4	11,1	9,4	9,3	9,3	9,3	9,5	9,5	9,5	9,6	9,6	9,6	9,7	9,7	9,7
горячее водоснабжение	1,3	1,4	1,5	1,7	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Ду=400 мм	23,3	25,0	26,7	31,7	26,7	26,4	26,5	26,5	27,0	27,1	27,1	27,2	27,2	27,4	27,4	27,6	27,6
отопление и вентиляция	20,1	21,6	23,1	27,4	23,1	22,8	22,9	22,9	23,3	23,4	23,5	23,5	23,6	23,7	23,7	23,9	23,9
горячее водоснабжение	3,1	3,4	3,6	4,3	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
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	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	5,00
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	199	185	434	446	420	128	127	127	122	122	121	120	119	118	117	116	116
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	314	308	567	529	528	235	234	234	229	228	228	227	226	225	224	223	222
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	506	506	778	778	713	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	249	261	272	306	244	241	242	242	246	247	247	248	248	250	250	251	252
Зона действия источника тепловой мощности, га	1591	1593	1594	1596	1597	1565	1566	1566	1566	1568	1570	1571	1572	1576	1577	1580	1582
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,154	0,162	0,170	0,194	0,170	0,172	0,172	0,172	0,175	0,176	0,176	0,176	0,176	0,177	0,177	0,177	0,178

**Таблица 5 – Баланс тепловой мощности котельной, в зоне действия ЕТО, Гкал/ч (таблица П34.2 МУ)**

№ п/п	Наименование показателя	2017	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	6,88
2	Располагаемая тепловая мощность станции	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	6,88
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,18	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	0,30	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	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,09	4,09	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	3,58	3,58	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	3,28	3,28	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	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	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,49	2,49	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,30	3,30	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81



№ п/п	Наименование показателя	2017	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	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
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	3,15	3,15	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	102,40
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,032	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
<b>Котельная ИК-11</b>																		
1	Установленная тепловая мощность, в том числе:	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
2	Располагаемая тепловая мощность станции	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
3	Заграты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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	0,00
4	Потери в тепловых сетях в горячей воде	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
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	0,00

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	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
8	отопление	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
9	вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

№ п/п	Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
15	Зона действия источника тепловой мощности, га	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
<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	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	527,8
3	Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	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	0,00
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	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	0,00
6	Присоединенная нагрузка в горячей воде (структура приведена в разделе 5.2 Главы 1)	313,30	371,36	370,99	403,17	435,34	435,71	435,71	435,71	435,81	435,81	435,81	435,81	435,81	435,81	435,81	435,81	435,81
7	Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	300,56	300,56	300,56	300,56	352,04	352,04	352,41	352,41	352,41	352,51	352,51	352,51	352,51	352,51	352,51	352,51	352,51
8	отопление	110,69	110,69	110,69	110,69	110,69	110,69	111,05	111,05	111,05	111,15	111,15	111,15	111,15	111,15	111,15	111,15	111,15
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	0,00
10	горячее водоснабжение	1,34	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	184,76	184,76	184,76	184,76	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24	236,24

№ п/п	Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по спросу на тепловую мощность, с учетом договорной нагрузки)	210,75	152,68	153,05	120,88	88,70	88,34	88,34	88,34	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24
12	Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	227,25	227,25	227,25	227,25	175,77	175,77	175,41	175,41	175,41	175,31	175,31	175,31	175,31	175,31	175,31	175,31	175,31
13	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82	427,82
14	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	264,50	264,50	264,50	264,50	309,80	309,80	310,12	310,12	310,12	310,21	310,21	310,21	310,21	310,21	310,21	310,21	310,21
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	327,58
16	Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343	0,343
<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	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	3,00

№ п/п	Наименование показателя	2017	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						0,05	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	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	0,00
6	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде						3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
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	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	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	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
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	0,00
11	Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)						-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
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	0,77
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	2,00

№ п/п	Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
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	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	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	0,210

#### **14. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ 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**

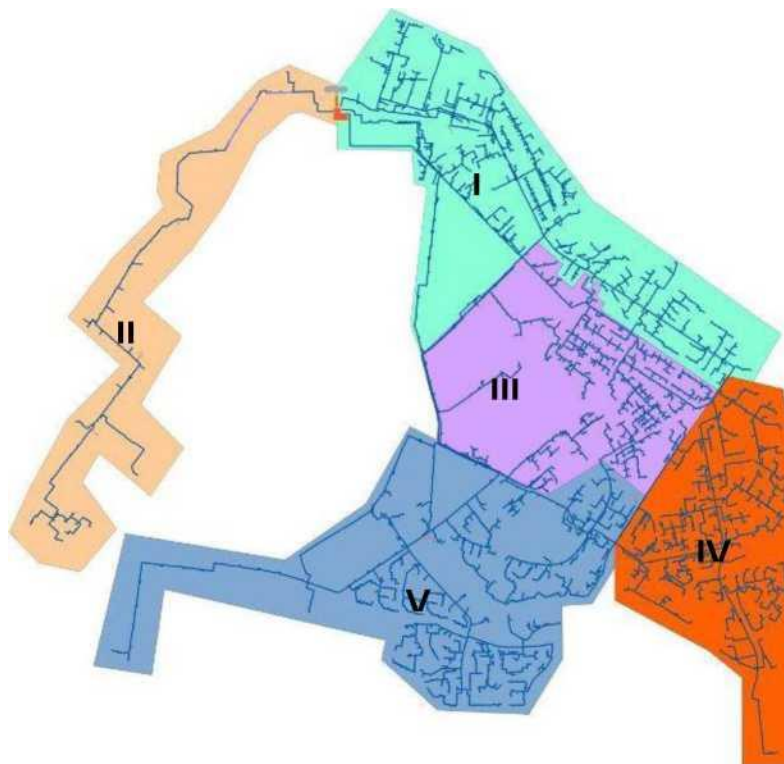
Существующие и планируемые к строительству производственные зоны, расположенные в непосредственной близости от Кировской ТЭЦ-3, обеспечиваются тепловой энергией в горячей воде от станции в полном объеме.

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 теплотребление 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 3 – Расчетная схема определения радиуса теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

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

**Таблица 6 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

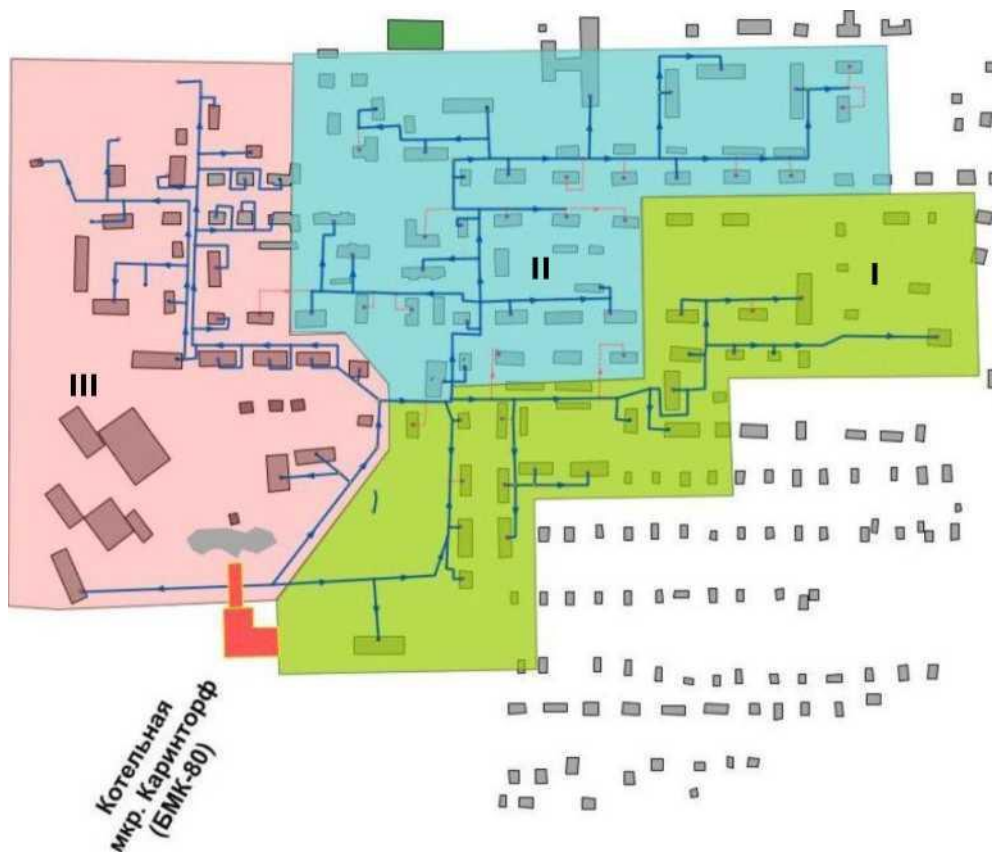
Показатель	Расчет по зонам					Сумма
	I	II	III	IV	V	
№ зоны						
Расстояние $L_i$ , км	3,3	4,1	4,715	5,22	6,8	24,135
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	41,06	37,73	42,79	58,04	71,17	250,8
Годовой отпуск $A_i$ , Гкал	111258,5	102242,1	115944,3	157271,1	192828	679544
$L_i * Q_i$ , км x Гкал/ч	135,5	154,7	201,8	303	483,9	1278,9
Средний радиус теплоснабжения $L_{oq}$ , 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 4 – Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

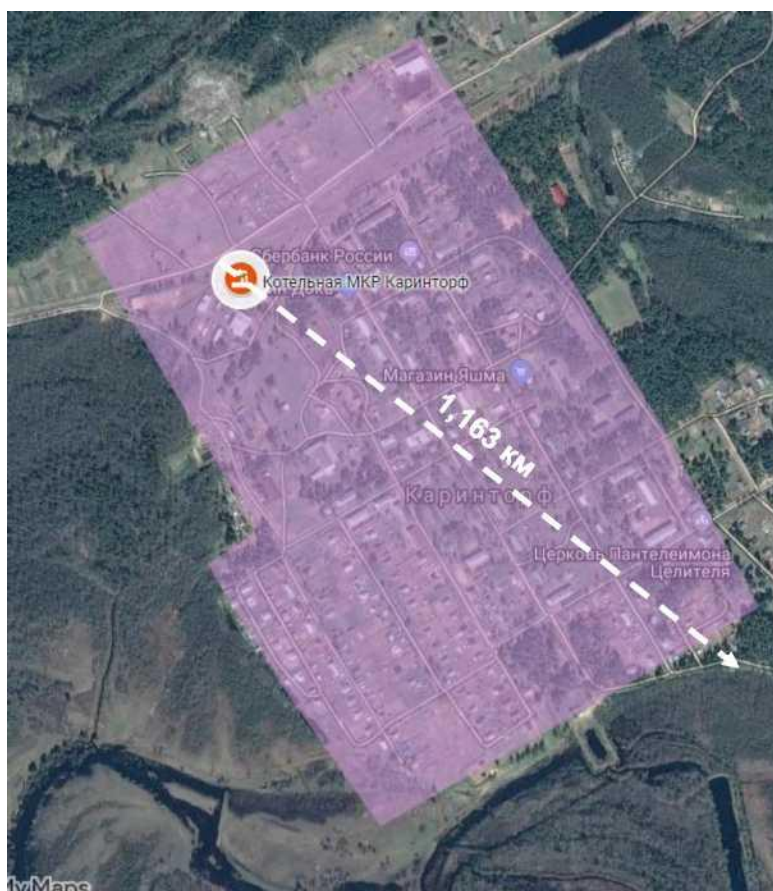
Расчётная схема системы теплоснабжения котельной МКР Каринторф и результаты расчетов представлены на рисунке и в таблице соответственно.



**Рисунок 5 – Расчетная схема МКР Каринторф**

**Таблица 7 – 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
$L_i \cdot Q_i$ , 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) xкм)	-	-	-	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



**Рисунок 6 – Радиус эффективного теплоснабжения МКР Каринторф**

## **17. СВОДНЫЙ РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ 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 8 – 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	2021	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	2929	85297	87677	10195	9000	300	0	0	100	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2929	88226	175903	186098	195098	195398	195398	195398	195498	195898	195898	195898	195898
<b>Проекты ЕТО №01, в т.ч.</b>													
<b>Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>													
Всего стоимость проектов	2829	85197	87377	10195	7500	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2829	88026	175403	185598	193098	193098	193098	193098	193098	193098	193098	193098	193098
<b>Подгруппа проектов 001.01.01.000 «Строительство новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>													
Всего стоимость проектов	2829	0	67788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2829	2829	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617
<b>Проект 001.01.01.001 «Строительство блочно-модульной котельной мкр. Цепели (для теплоснабжения промышленной зоны "База ОРСа")»</b>													
Всего стоимость группы проектов	2829	0	67788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	2829	2829	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617	70617
<b>Подгруппа проектов 001.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>													
Всего стоимость проектов	0	85197	19589	10195	7500	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	85197	104786	114981	122481	122481	122481	122481	122481	122481	122481	122481	122481
<b>Проект 001.01.02.002 «Реконструкция Устр-во систем молниезащиты»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	1369	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0	82722	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722	82722
<b>Проект 001.01.02.004 «Реконструкция Устан.кантоват рот.газ.турбин»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	1106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106

Показатели	2021	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	0	9373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	9373	9373	9373	9373	9373	9373	9373	9373	9373	9373	9373
<b>Проект 001.01.02.006 «Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНиП Кировская ТЭЦ-3»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	10216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	10216	10216	10216	10216	10216	10216	10216	10216	10216	10216	10216
<b>Проект 001.01.02.007 «Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНиП Кировская ТЭЦ-3»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	8035	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	8035	8035	8035	8035	8035	8035	8035	8035	8035	8035
<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	0	0	0	0	7500	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
<b>Проект 001.01.02.009 «Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНиП Кировская ТЭЦ-3»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	2160	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	2160	2160	2160	2160	2160	2160	2160	2160	2160	2160
<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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	100	300	0	0	300	0	0	100	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	200	500	500	500	800	800	800	900	1300	1300	1300	1300
<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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Подгруппа проектов 002.01.02.000 «Реконструкция источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>													
Всего стоимость проектов	100	100	300	0	0	300	0	0	100	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	100	200	500	500	500	800	800	800	900	1300	1300	1300	1300
<b>Проект 002.01.02.001 «Прокладка резервной линии электроснабжения»</b>													
Всего стоимость группы проектов	100	0	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	100
<b>Проект 002.01.02.002 «Замена подпиточного насоса»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
<b>Проект 002.01.02.004 «Замена накопительного бака №2, 50 куб. м»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300
<b>Проект 002.01.02.005 «Замена узла учета тепловой энергии, ДУ150»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
<b>Проект 002.01.02.006 «Монтаж емкости резервного топлива с приобретением и установкой горелки дизель/газ»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400
<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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Проекты ЕТО №03, в т.ч.</b>													
<b>Группа проектов 003.01.00.000 «Источники теплоснабжения»</b>													
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
<b>Подгруппа проектов 003.01.01.000 «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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 003.01.02.000 «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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 003.01.03.000 «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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Подгруппа проектов 003.01.04.000 «Модернизация источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки»</b>													
Всего стоимость проектов	0	0	0	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
<b>Проект 003.01.04.001 «Замена котла КВр 1,74 на газовый котел КВ 2,0»</b>													
Всего стоимость группы проектов	0	0	0	0	1500	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
<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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	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	0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0