

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ХИМКИ  
МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА**

**КНИГА 6**

**ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ  
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

## Оглавление

6.1	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	4
6.2	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	8
6.3	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	8
6.4	Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	8
6.5	Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	9
6.6	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	9
6.7	Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления .....	9
6.8	Определение для ТЭЦ перспективных режимов загрузки по присоединённой тепловой нагрузке на 2033 год .....	10
6.9	Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия с включением в неё зон действия существующих источников тепловой энергии.....	10
6.10	Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия в связи с подключением перспективных потребителей.....	12
6.11	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	17
6.12	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	17
6.13	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа .....	19

6.14 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	19
6.15 Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе. ....	19
Методика определения эффективного радиуса теплоснабжения .....	19
6.16 Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью .....	45

## **6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии 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 объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и 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 подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, 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 тепло-снабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

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

организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

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

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

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем

порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

## **6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Строительство источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией не планируется.

## **6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

Реконструкция источников с комбинированной выработкой энергии в рамках проекта не предусматривается.

## **6.4 Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Обоснование предложений по переводу котельных в режим комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не рассматривается.

## 6.5 Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

КТС «Кольцевая», действующая в зоне теплоснабжения ТЭЦ-21, оборудована паровыми котлами ДКВР-10/13 1968 года выпуска. Нормативный срок службы оборудования котельной превышен более чем в 2 раза. Это приводит к снижению надежности и экономичности котельной.

Предлагается перевести КТС «Кольцевая» в режим ЦТП с переключением тепловой нагрузки на когенерационный источник энергии ТЭЦ-21 посредством прокладки трубопровода 2Ду250мм длиной 200м от тепловой камеры ТК-715/26 до КТС «Кольцевая».

## 6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Перевод в пиковый режим котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией не планируется.

## 6.7 Определение для ТЭЦ максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

Всего по электростанции		2015 г. факт	2016 г. факт	2017 г. План	2018 г. План
Установленная электрическая мощность	МВт	1 765,00	1 765,00	1 765,00	1 765,00
Установленная тепловая мощность турбин	Гкал/ч	2 358,00	2 358,00	2 358,00	2 358,00
Установленная тепловая мощность ПВК	Гкал/ч	2 560,00	2 560,00	2 560,00	2 560,00
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	824,78	921,68	921,68	921,68
Выработка электроэнергии	млн.кВтч	8 257,35	8 288,33	8 185,25	8 133,09
в т.ч. на тепловом потреблении	млн.кВтч	0,00	5 484,26	5 524,32	5 630,08
Расход электроэнергии на собственные нужды	млн.кВтч	638,05	673,08	660,90	668,41
то же	%	7,73	8,12	8,07	8,22
Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	млн.кВтч	299,20	308,84	307,62	301,58
то же	%	3,62	3,73	3,76	3,71
Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии	млн.кВтч	338,85	364,24	353,28	366,83
то же	кВтч/Гкал	31,17	30,15	30,50	31,49
Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВтч	7 619,30	7 615,25	7 524,35	7 464,69
Потери электроэнергии (пристанционные)	млн.кВтч	0,00	39,63	35,18	38,50
Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВтч	0,00	1,23	1,24	1,25

Всего по электростанции		2015 г. факт	2016 г. факт	2017 г. План	2018 г. План
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс.Гкал	10 872,22	10 832,00	11 584,87	11 647,19
в т.ч. отработанным паром турбин	тыс.Гкал	8 279,09	8 619,32	8 562,65	9 023,16
Потери тепловой энергии в сетях	тыс.Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	тыс.Гкал	0,84	60,09	53,24	59,22
Удельный расход топлива на отпуск э.э.	г/кВтч	208,46	212,42	209,37	210,45
Удельный расход топлива на отпуск т.э.	кг/Гкал	161,66	161,60	161,38	162,19
Расход условного топлива всего	тыс.тут	3 345,95	3 569,96	3 444,92	3 460,04
в том числе:					
газ	тыс.тут	3 345,95	3 569,63	3 443,87	3 460,04
мазут	тыс.тут	0,00	0,33	1,05	0,00
уголь	тыс.тут	0,00	0,00	0,00	0,00
прочее	тыс.тут	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход усл.топлива на отп. э.э. с шин	тыс.тут	1 588,34	1 617,61	1 575,39	1 570,95
Расход усл. топлива на отп. т.э. с кол-в	тыс.тут	1 757,62	1 952,35	1 869,53	1 889,10

## 6.8 Определение для ТЭЦ перспективных режимов загрузки по присоединённой тепловой нагрузке на 2033 год

Вариант развития	Тепловой источник	Теплоснабжающая организация	Установленная мощность	Число часов работы в год	Фактическая выработка за 2033 год, Гкал	Кол-во часов использованы УТМ, ч/год	Величина среднегодовой загрузки котельного оборудования, %
1	ТЭЦ-21	ПАО «МосЭнерго»	4918,00	8760	13552570,77	2755,7	31,458
2	ТЭЦ-21	ПАО «МосЭнерго»	4918,00	8760	135700,64,56	2759,26	31,5

## 6.9 Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия с включением в неё зон действия существующих источников тепловой энергии

В связи с планируемым приростом тепловой нагрузки, обусловленной новым строительством в микрорайоне Сходня, необходима реконструкция тепловых источников с увеличением теплопроизводительности и развитие тепловых сетей.

- 1) Котельная, расположенная в микрорайоне Сходня, по улице Мичурина, оборудована котлами ДКВР-6,5/13 1966 года выпуска. Схема теплоснабжения

– зависимая, открытая ( 2-х трубная). Присоединенная нагрузка 12,116 Гкал/час, имеет **дефицит** 2,07 Гкал/час.

Нормативный срок службы оборудования котельной превышен более чем в 2 раза. Это приводит к снижению надежности и экономичности котельной. Целесообразен переход к закрытой схеме теплоснабжения с целью увеличения энергоэффективности тепловой схемы, снижения затрат на эксплуатацию теплового источника и тепловых сетей и увеличение качества теплоснабжения потребителей, а также в рамках исполнения Федерального закона «О теплоснабжении» № 190-ФЗ статьи 29 п. 9.

Котельная находится в непосредственной близости от жилых домов, что является поводом для частых жалоб жильцов о нарушении ПДК в жилом районе.

В виду этих факторов целесообразен перевод нагрузки котельной «Мичурина» на близлежащий тепловой источник.

КТС «Октябрьская», расположенная в микрорайоне Сходня, с располагаемой мощностью 33,128 Гкал/час имеет **дефицит** 5,074 Гкал/час. Суммарная тепловая нагрузка перспективных подключений на КТС «Октябрьская» равняется 15, 65 Гкал/час в первом варианте развития и 14,134 Гкал/час во втором варианте развития.

Предлагается провести реконструкцию КТС «Октябрьская» с увеличением теплопроизводительности до 70 Гкал/час с целью подключения перспективных тепловых нагрузок в микрорайоне Сходня и перевода нагрузки КТС «Мичурина» на КТС «Октябрьская».

- 2) После технического перевооружения котельной «Горная 21» перевести на нее нагрузку Котельной «Горная 19» в первом варианте развития.
- 3) После технического перевооружения котельной «Горная 19» перевести на нее нагрузку Котельной «Горная 21» во втором варианте развития.
- 4) Перевод нагрузки котельной «Лавочкина» (25,629 Гкал/час) на РТС «Нагорное шоссе» в первом варианте развития. Включить в работу участок сети ТК-410 - ТК-410/1. Реконструкция ЦТП с изменением теплогидравлических режимов.

- 5) После технического перевооружения котельной «Микояна» перевести на нее часть нагрузки (6,925 Гкал/час) с котельной «Октябрьская» в обоих вариантах развития.
- 6) Переключение нагрузки (34,7182 Гкал/час) с КТС «Теплогенерация» на перспективную котельную «Колхозная» в первом варианте развития.
- 7) Переключение нагрузки (5,3232 Гкал/час) котельной «Баннй переулок» на котельную «Фрунзе» в первом варианте развития.
- 8) Переключение нагрузки (1,5277 Гкал/час) котельной «Фрунзе» на котельную «Баннй переулок» во втором варианте развития.

#### **6.10 Обоснование предложений по реконструкции котельных, направленных на увеличение зоны их действия в связи с подключением перспективных потребителей**

На момент разработки схемы теплоснабжения, на территории городского поселения ведётся застройка новых территорий объектами жилищного фонда и общественно-деловой сферы. Планируемый прирост тепловой нагрузки на существующие котельные, обусловлен новым строительством.

Таблица 6.10.1 – Мероприятия по реконструкции тепловых источников

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
<i>Существующие источники теплоснабжения</i>			
Наземные котельные «ЭнергоСтандарт»	Провести технический ремонт котлов с целью восстановления тепловой мощности до номинального значения.		До 2023 года
Котельная «ЦИТЭО»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 50 Гкал/час		До 2023 года
Котельная «Новогорск»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 40 Гкал/час		До 2023 года
Котельная «ЭКЗ»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 25 Гкал/час		До 2023 года
Котельная «Олимпиец»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 10 Гкал/час		До 2023 года
	Прокладка тепловых сетей ГВС для перехода на закрытую схему теплоснабжения.		
КТС «Планерная» вл.14	Техническое перевооружение паровой котельной с переводом в водогрейный режим ДКВр-10-13 – 4ед., монтаж новых горелочных устройств, ГРУ и газопроводов		До 2023 года
	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 30 Гкал/час		
	Замена насосных групп		
Котельная «Мишино»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 25 Гкал/час	-	До 2023 года
Котельная «Теплогенерация»	Замена 2-х паровых котлов на водогрейные.		До 2023 года
	Замена конвективной части котлов. Проведение капитального ремонта котельного оборудования в связи с длительным сроком эксплуатации		
	Установка частотных приводов на сетевые насосы.		
	Ремонт, техническое освидетельствование дымовой трубы для водогрейных котлов.		
	Восстановление обмуровки котлов. Проведение капитального ремонта котельного оборудования в связи с длительным сроком эксплуатации		
	Прокладка тепловых сетей для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки по номерам 143, 161, 167, 203, 205		
РТС «Нагорное шоссе»	Реконструкция котельной с увеличением	Реконструкция котельной с увеличением	До 2023 года
		Тепловая сеть для подключения. МКУ «УКС» , МО, го Химки, мкр. Подрезково, пересечение ул Транспортная и улицы Школьная, в р-не д. 1 (ФОК) Строительство теплового ввода 2Ду65мм L=20м.	

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
	теплопроизводительности до 480 Гкал/час (реконструкция машинного зала РТС-150).	теплопроизводительности до 450 Гкал/час (реконструкция машинного зала РТС-150).	
	Реконструкция котла ПТВМ50 на ПТВМ60Э		2018-2020
	Реконструкция станции химводоочистки		2018-2019
	Установка ЧРП на сетевых насосах РТС-240		2018-2019
	Выполнение мероприятий по снижению воздействия акустического давления (шума)		2018-2019
Котельная «Лавочкина»	Перевод нагрузки котельной Лавочкина (25,629 Гкал/час) на РТС «Нагорное шоссе» включением в работу участка сети ТК-410 - ТК-410/1.	-	До 2023 года
	Реконструкция всех ЦТП в связи с изменением теплогидравлических режимов.	-	До 2023 года
Котельная «Кольцевая»	Перевод котельной «Кольцевая» в режим ЦТП с переключением все нагрузки (12,116 Гкал/час) на ТЭЦ-21		До 2023 года
	Прокладка трубопровода 2Ду 250мм длиной 200м от тепловой камеры ТК-715/26		
	Замена кожухотрубного теплообменника ВВП 14-273-4000 на пластинчатый S47 в ЦТП 2201 по ул. Ленинградская, 33		2018
	Замена кожухотрубного теплообменника ВВП 14-325-4000 на пластинчатый S62 в ЦТП 2301 по ул. Гоголя, 12		2018
Котельная «Мичурина»	Перевод всей нагрузки котельной «Мичурина» (12,769 Гкал/час) на котельную «Октябрьская»		2019-2020
Котельная «Октябрьская»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 70 Гкал/час		2019-2028 год
Котельная «Баннй пер.»	Перевод всей нагрузки (5,3232 Гкал/час) котельной «Баннй переулк» на котельную «Фрунзе»	Установка новой БМК мощностью 8 Гкал/час вместо существующей котельной	До 2023 года
		Прокладка тепловых сетей для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки по номерам 116, 224.	
		Реконструкция участка ТС мкр.Сходня ,ул.Баннй пер.3 - ТК	2018-2019
		Замена насосов КМ-100-65-200 в ЦТП 3008 по ул. Первомайская	2018
		Модернизация котельной с увеличением теплопроизводительности до 10 Гкал/час	До 2033 года
Котельная «Горная 21»	Техническое перевооружение котельной с увеличением установленной мощности до 2 Гкал/час	Вывод котельной из эксплуатации	До 2023 года

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
	Прокладка тепловых сетей для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки по номерам: 281, 282.		2017
	Реконструкция газоснабжения котельной. МК Горная		
	Модернизация котельной с увеличением теплопроизводительности до 8 Гкал/час		До 2033 года
Котельная «Горная 19»	Вывод котельной из эксплуатации	Техническое перевооружение котельной с увеличением установленной мощности до 2 Гкал/час	До 2023 года
		Прокладка тепловых сетей для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки по номерам: 281, 282.	
		Реконструкция газоснабжения котельной. МК Горная	2017
		Модернизация котельной с увеличением теплопроизводительности до 8 Гкал/час	До 2033 года
Котельная «Фрунзе»	Установка новой БМК мощностью 8 Гкал/час вместо существующей котельной	Перевод всей нагрузки (1,5277 Гкал/час) котельной «Фрунзе» на котельную «Банный переулок»	До 2023 года
	Модернизация котельной с увеличением теплопроизводительности до 10 Гкал/час		До 2033 года
Котельная «Микояна»	Проведение пусконаладочных работ и ввод в эксплуатацию.		До 2023 года
	Реконструкция газоснабжения котельной. МК Микояна		2017-2019
Котельная «Кирова»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 1,5 Гкал/час		До 2023 года
Котельная «Речная»	Провести технический ремонт котлов с целью восстановления тепловой мощности до номинального значения		До 2023 года
Котельная «Мира»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 30 Гкал/час		До 2023 года
Котельная «Первомайская»	Ликвидация котельной, в связи с запланированным сносом ж/д по ул. Первомайская, 77		До 2023 года
Котельная «Свистуха»	Ликвидация котельной, в связи с запланированным сносом ж/д по кв. Свистуха, д. 1а, стр. 1		До 2023 года
КТС «Загородный квартал»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 50 Гкал/ч.		До 2023 года
КТС «Берег»	Реконструкция котельной с увеличением теплопроизводительности до 15 Гкал/ч.		До 2023 года

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
Общие капитальные затраты	Приобретение автомобильной техники. 15 ед.		2018-2019
	Приобретение оборудования не требующего монтажа. 119 ед.		

### **6.11 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

Котельная, расположенная в микрорайоне Сходня, по улице Мичурина, оборудована котлами ДКВР-6,5/13 1966 года выпуска. Схема теплоснабжения – зависимая, открытая ( 2-х трубная). Присоединенная нагрузка 12,769 Гкал/час, имеет **дефицит** 3,63 Гкал/час.

Нормативный срок службы оборудования котельной превышен более чем в 2 раза. Это приводит к снижению располагаемой мощности, надежности и экономичности котельной. Котельная находится в непосредственной близости от жилых домов, что является поводом для частых жалоб жильцов о нарушении ПДК в жилом районе.

В виду этих факторов целесообразен перевод нагрузки котельной «Мичурина» на КТС «Октябрьская».

КТС «Кольцевая», действующая в зоне теплоснабжения ТЭЦ-21, оборудована паровыми котлами ДКВР-10/13 1968 года выпуска. Нормативный срок службы оборудования котельной превышен более чем в 2 раза. Это приводит к снижению надежности и экономичности котельной.

Предлагается перевести КТС «Кольцевая» в режим ЦТП с переключением тепловой нагрузки на когенерационный источник энергии ТЭЦ-21.

После технического перевооружения котельной «Горная 21» перевести на нее нагрузку Котельной «Горная 19» в первом варианте развития, как на более экономичную и надежную котельную. В втором варианте наоборот, техническое перевооружение котельная «Горная 19» с переключением на нее нагрузки котельной «Горная 21».

### **6.12 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

Индивидуальное теплоснабжение применяется в зонах с индивидуальным жилищным фондом или в зонах малоэтажной застройки. Так же в соответствии с

генеральным планом индивидуальное теплоснабжение планируется во многих общественно-деловых зданиях. При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников тепловой энергии. Такая организация позволит потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжение.

Вопрос технико-экономического обоснования подключения системы теплоснабжения дома к системе централизованного теплоснабжения, автономной котельной, либо установки поквартирных индивидуальных источников тепла во многом определяется величиной капитальных затрат. Поэтому необходимо при выборе индивидуальных источников тепла принимать к рассмотрению те варианты, которые обеспечивают не только минимальные капитальные затраты, но и качественное оборудование и гарантированное сервисное обслуживание.

### **6.13 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа**

Согласно предоставленным данным теплоснабжение перспективных производственных объектов будет осуществляться либо от существующих источников теплоснабжения, либо от перспективных.

### **6.14 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки, а также ее распределение между источниками представлено в Книге 4. Обоснование перспективных балансов теплоносителя представлено в Книге 8.

### **6.15 Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.**

#### **Методика определения эффективного радиуса теплоснабжения**

Определение радиуса эффективного теплоснабжения основано на методике разработанной специалистами НП «РТ» в целях оказания методической помощи теплоснабжающим/теплосетевым организациям, а также местным и региональным органам власти. Радиус эффективного теплоснабжения определяет условия, при которых подключение (присоединение) теплопотребляющих установок к источникам централизованного теплоснабжения нецелесообразно по причинам невозможности возврата затрат на строительство тепловых сетей в процессе их эксплуатации и реализации передаваемой по этим сетям тепловой энергии, теплоносителя.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки. А так же позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен как в графическом виде, так и в виде номограмм для определения эффективности подключения.

Во втором варианте радиус эффективного теплоснабжения следует рассматривать как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Рассматривая эффективный радиус теплоснабжения как предельно возможную протяженность новой теплотрассы, необходимо учитывать, что радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Другими словами, в целом, радиус эффективного теплоснабжения определяется для источника, но величина его зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

В третьем варианте рассматривается возможность подключения от альтернативного источника тепловой энергии. Данный вариант позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта для потребителя.

Для полноты обоснования потребителю в технологическом присоединении стоит так же учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта с построением пьезометрических графиков;
- превышение расхода сетевой воды от номинальной производительности сетевых насосов должно составлять не более 0,05%;
- превышение установленной мощности теплоисточника не допускается.

***Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.***

Методика основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителя, затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки;

2) Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяем средний радиус теплоснабжения по системе;

3) Через среднюю себестоимость передачи тепла определяем коэффициент пропорциональности, который характеризует затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности;

4) Задаемся условием, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для всей системы, т. к. для каждого потребителя (района) затраты на транспорт тепла пропорциональны присоединенной нагрузке и расстоянию до источника, а индивидуальные особенности участков теплосети могут быть учтены через эквивалентные длины. Производим пересчет затрат на транспорт тепла для района застройки (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

5) Рассчитываем годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал ; (если радиус эффективного теплоснабжения считается для существующей схемы теплоснабжения, то годовые затраты на транспорт тепла берутся без учета присоединяемого объекта);

6) Годовые затраты на транспорт тепла определяем через средний тариф на транспорт;

7) Определяем разницу между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет оптимальным если:

1) годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;

2) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;

3) себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

### ***Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта***

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Иными словами, если потери будут более указанной величины, необходимо будет держать завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

2) Задаваясь температурным графиком работы теплосети (исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величину полезного отпуска тепла. В данном случае под полезным отпуском следует понимать потребление тепла объектом присоединения.

3) Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды.

4) Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

5) Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину  $i$ -го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

6) Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для  $i$ -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

7) Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

8) Определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии.

Вывод о попадании объекта присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается на основании соблюдения условия:

отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В случае превышения – объект не входит в радиус эффективного теплоснабжения и присоединению к системе централизованного теплоснабжения не подлежит.

### ***Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме.***

Данный вариант рассматривается исходя из условия подключения объекта с расчетной тепловой нагрузкой отопления не превышающей 0,1 Гкал/ч.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению является тот факт, что совокупные затраты на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки. А так же в случае невыполнения данного условия для более обоснованного отказа потребителю необходимо произвести расчет срока окупаемости котельного агрегата. В соответствии с данными условиями, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1) Определяем расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

2) Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации. Определяем удельный расход условного топлива и расход условного топлива в базовом году. Переводим величину расхода условного топлива в натуральное выражение;

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ;

4) Определяем экономию между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Срок окупаемости рассчитываем как отношение стоимости котельного агрегата с учетом установки, к экономии между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо котельного агрегата. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяются аналогично первому варианту для определенного диаметра;

Радиус эффективного теплоснабжения будет обуславливаться условием, что стоимость котельного агрегата с учетом установки будет равна совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Т. е. максимально допустимая длина трассы для определенного диаметра, будет достигаться при выполнении равенства затрат на котельный агрегат и затрат на строительство трассы. Если фактическая длина трассы больше предельно допустимой, то соответственно затраты на строительство трассы будут превышать затраты на котельный агрегат и строительство трассы до потребителя будет более неэкономичным вариантом. Так же при невысоких сроках окупаемости котельного агрегата подключение объекта к децентрализованному теплоснабжению будет более обоснованным вариантом.

***Вариант 1. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии для районов крупной застройки.***

1. Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки и средний радиус теплоснабжения системы

Усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки, км:

$$L_i = \sum(Q_{зд} \cdot L_{зд}) / Q_i, \text{ где} \quad (1)$$

$i$  - номер района застройки;

$L_{зд}$  - расстояние по трассе либо эквивалентное расстояние от каждого здания района до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$  - присоединенная нагрузка здания, Гкал/ч;

$Q_i$  - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны,  
 $Q_i = \sum Q_{зд}$ .

Средний радиус теплоснабжения по системе, км:

$$L_{cp} = \sum(Q_i \cdot L_i) / Q, \text{ где} \quad (2)$$

$Q$  - присоединенная нагрузка к источнику, Гкал/ч

3. Удельные затраты на транспорт тепла и среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя

Удельные затраты на транспорт тепла рассчитываются:

$$Z = \frac{C_{cp}}{(Q \cdot L_{cp})}, \text{ где} \quad (3)$$

$C_{cp}$  - средняя себестоимость передачи тепла, тыс. руб.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя, тыс. руб./Гкал:

$$C_{cp,ч} = Z \cdot Q_i \cdot L_i, \text{ где} \quad (4)$$

Годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя руб./год:

$$C_{год} = C_{cp,ч} \cdot Ч, \text{ где} \quad (5)$$

$Ч$  - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Себестоимость транспорта 1 Гкал тепла, отпущенной от источника до потребителя:

$$C_{1Гкал} = C_{год} / Q_{год}, \text{ где} \quad (6)$$

$Q_{год}$  - годовая нагрузка здания.

4. Годовые затраты на транспорт тепла

Годовые затраты на транспорт тепла, руб./год:

$$B = Q_{год} \cdot T, \text{ где} \quad (7)$$

$T$  – тариф на транспорт тепла;

$Q_{\text{год}}$  – годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии, тыс. Гкал/год.

Если годовые затраты на транспорт тепла от источника до потребителя меньше годовых затрат на транспорт тепла определенных по тарифу на транспорт тепла, то подключение объекта на данном расстоянии от источника тепловой энергии возможно. Так же полученная себестоимость транспорта 1 Гкал не должна превышать средней себестоимости передачи тепла и тариф на транспорт тепловой энергии.

## ***Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта***

### **5. Расчет длины трубопровода**

Для каждого диаметра трубопровода определяется длина теплотрассы при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь (в сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст.). Определение длины производится по формулам расчета гидравлических потерь, представленным в справочнике В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

Потери давления на участке трубопровода, м.в.ст.:

$$\Delta P = P_{mp} + P_m, \quad (8)$$

где

$P_{\text{тр}}$  – линейные потери давления, м.вод. ст.;

$P_m$  – потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.

Линейные потери давления, м.в.ст.:

$$P_{mp} = R \cdot l, \quad (9)$$

где  $R$  - удельные потери давления  $кгс/м^2$ ;

$l$  - длина теплотрассы.

$$R = \lambda \frac{g^2 \rho}{2gD_b} = 0,00638 \frac{G^2}{D_b^5 \rho}, \quad (10)$$

$\rho$  - плотность теплоносителя,  $кг/м^3$ ;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического трения;

$g$  - скорость теплоносителя,  $м/с$ ;

$g$  - ускорение свободного падения,  $м^2/с$ ;

$D_b$  - внутренний диаметр трубопровода,  $мм$ ;

$G$  - расход теплоносителя на рассчитываемом участке,  $т/ч$ ;

Потери давления в местных сопротивлениях,  $м.в.ст.$ :

$$P_m = \sum \xi \frac{\rho g^2}{2}, \quad (11)$$

где  $\sum \xi$  - сумма коэффициентов местных сопротивлений (табл. 4.15 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»)

Коэффициент гидравлического трения определяется по формуле Прандтля - Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \lg \frac{D_e}{K_{эКВ}})^2}, \quad (12)$$

где  $K_{эКВ}$  - эквивалентная шероховатость, принимается для вновь прокладываемых труб водяных тепловых сетей  $0,5$   $мм$

При значениях эквивалентной шероховатости трубопроводов отличных от  $0,5$   $мм$ , на величину удельных потерь давления вводится поправочный

коэффициент  $\beta$  (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

$$\Delta P = \beta R l + P_{м, м.вод.ст} \Rightarrow l = \frac{\Delta P + P_{м}}{\beta R}, \text{ м} \quad (13)$$

## 6. Расчет пропускной способности трубопровода

Перед расчетом принимается температурным графиком работы теплосети, исходя из фактического для рассматриваемого источника тепловой энергии.

Пропускная способность трубопровода (А. А. Николаев «Справочник проектировщика»), ГКал:

$$Q_{от}^ч = Gc(t_n - t_o), \quad (14)$$

где  $G$  - расход сетевой воды, т/ч;

$t_n$  - температура в подающем трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

$t_o$  - температура в обратном трубопроводе в соответствии с температурным графиком тепловой сети, °С;

$c$  - удельная теплоемкость сетевой воды, КДж/кг\*К.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

$$Q_{от.м} = Q_{от}^ч \frac{t_{вн} - t_{нр.м}}{t_{вн} - t_{расч}} \tau, \quad (15)$$

$V$  - объем здания по наружному обмеру,  $м^3$

$t_{вн}$  - температура внутри помещения, °С;

$t_{нр.м}$  - среднемесячная температура наружного воздуха, °С

$t_{расч}$  - расчетная температура наружного воздуха, °С

$\tau$  - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

$$Q_{\text{год}} = \sum Q_{\text{от.м}}, \quad (16)$$

## 7. Определение тепловых потерь водяными тепловыми сетями

Расчет тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети производится по РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» /5/.

### 7.1. Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_n L \beta), \quad (17);$$

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_{н.п} L \beta), \quad (18);$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{сп.г}} = \sum (q_{н.о} L \beta), \quad (19),$$

где  $q_n$ ,  $q_{н.п}$ ,  $q_{н.о}$  - удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь или для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$L$  - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром  $d_n$  в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами (принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки).

Удельные часовые тепловые потери,  $q_n$ , Вт/м [ккал/(м×ч)], определяются для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам по формуле:

$$q_n = q_n^{T1} + (q_n^{T2} - q_n^{T1}) \frac{\Delta t_{cp}^{cp.2} - \Delta t_{cp}^{T1}}{\Delta t_{cp}^{T2} - \Delta t_{cp}^{T1}}, \quad (20)$$

где  $q_n^{T1}$  и  $q_n^{T2}$  - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$\Delta t_{cp}^{cp.2}$  - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{cp}^{T1}$  и  $\Delta t_{cp}^{T2}$  - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта  $\Delta t_{cp}^{cp.2}$ , °С, определяется по формуле:

$$\Delta t_{cp}^{cp.2} = \frac{t_n^{cp.2} + t_o^{cp.2}}{2} - t_{гр}^{cp.2}, \quad (21)$$

$t_n^{cp.2}$  и  $t_o^{cp.2}$  - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах для данной тепловой сети, °С;

$t_{ep}^{cp.z}$  - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам  $q_{нп}$ ,  $q_{но}$ , Вт/м [ккал/(м×ч)], по формулам:

$$q_{нп} = q_{нп}^{T1} + (q_{нп}^{T2} - q_{нп}^{T1}) \frac{\Delta t_n^{cp.z} - \Delta t_n^{T1}}{\Delta t_n^{T2} - \Delta t_n^{T1}}, \quad (22)$$

$$q_{но} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1}) \frac{\Delta t_o^{cp.z} - \Delta t_o^{T1}}{\Delta t_o^{T2} - \Delta t_o^{T1}}, \quad (23)$$

где  $q_{нп}^{T1}$  и  $q_{нп}^{T2}$  - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м [ккал/(м×ч)];

$q_{но}^{T1}$  и  $q_{но}^{T2}$  - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м (ккал/(м×ч));

$\Delta t_n^{cp.z}$  и  $\Delta t_o^{cp.z}$  - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_n^{T1}$  и  $\Delta t_n^{T2}$  - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_o^{T1}$  и  $\Delta t_o^{T2}$  - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Среднегодовые значения разности температур для подающего  $\Delta t_n^{cp.z}$  и обратного  $\Delta t_o^{cp.z}$  трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды  $t_n^{cp.z}$  и  $t_o^{cp.z}$  и среднегодовой температуры наружного воздуха  $t_6^{cp.z}$ .

## 7.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

В соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 «Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»» определяется величина утечки. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды  $Q_{ym}^z$ , [Гдж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ym}^z = aV^{cp.z} c\rho^{cp.z} \left( \frac{t_n^{cp.z} + t_o^{cp.z}}{2} - t_x^{cp.r} \right) \cdot n_{zod} \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

где  $a$  - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды  $m^3/(ч \times m^3)$ ; устанавливается ПТЭ не более 0,25% в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения ( $0,0025 m^3/(ч \times m^3)$ );

$V^{cp.z}$  - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения,  $m^3$ ;

$c$  - удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж / (кг $\times$ °C) или 1 ккал / (кг $\times$ °C);

$\rho^{cp.z}$  - среднегодовая плотность воды, кг/ $m^3$ ; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_n^{cp.z}$  и  $t_o^{cp.z}$  - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °C;

$t_x^{cp.2}$  - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой, сети, °С;

$n_{год}$  - продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплоснабжения  $V^{cp.2}$ , м<sup>3</sup>, определяется по формуле:

$$V^{cp.2} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}} = \frac{V_{om}n_{om} + V_{л}n_{л}}{n_{год}}, \quad (25)$$

где  $V_{om}$  и  $V_{л}$  - объем воды в тепловой сети и системах теплоснабжения соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м<sup>3</sup>;

$n_{om}$  и  $n_{л}$  - продолжительность работы тепловой сети соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, ч.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети  $t_x^{cp.1}$ , °С, определяется по формуле:

$$t_x^{cp.1} = \frac{t_x^{om}n_{om} - t_x^{л}n_{л}}{n_{om} + n_{л}}, \quad (26)$$

где  $t_x^{om}$  и  $t_x^{л}$  - значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°С), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается  $t_x^{om} = 5^{\circ}\text{C}$ ,  $t_x^{л} = 15^{\circ}\text{C}$ .

8. Определение выручки от реализации тепловой энергии и затрат с тепловыми потерями

Выручка от реализации тепловой энергии, тыс. руб./год:

$$B = Q_{\text{год}} \cdot T / 1000, \quad (27)$$

где  $Q_{\text{год}}$  - годовая нагрузка отопления здания.

Затраты с тепловыми потерями, тыс. руб./год:

$$Z_{\text{пот}} = Q_{\text{норм}}^{\text{сп.э}} \cdot T / 1000, \quad (28)$$

где  $T$  – тариф за тепловую энергию, определяется на основе Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э.

#### 9. Расчет капитальных затрат на строительство тепловой сети

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2014 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства НСЦ 81-02-13-2014 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей.

Затраты на строительство  $i$ -го участка тепловой сети тыс. руб.:

$$Z_i = Z \cdot L_{\text{уч}}^i / 1000, \quad (29)$$

где  $Z$  - затраты определенные с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства, тыс. руб. (включают строительство тепловой сети от точки присоединения до потребителя, реконструкцию тепловых сетей, строительство тепловых пунктов, строительство ПНС);

$L_{\text{уч}}^i$  - длина  $i$ -го участка тепловой сети, м.

Приведенные затраты на строительство на 10 лет, тыс. руб./год:

$$Z_{прив} = Z_i / 10, \quad (30)$$

## 10. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты для определенного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_d = \mathcal{E}_{общ} \cdot \alpha, \quad (31)$$

где

$\mathcal{E}_{общ}$  - общие эксплуатационные затраты (определялись из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей), тыс. руб.;

$\alpha$  - доля теплотрассы определенного диаметра (определяется из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении);

В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для  $i$ -го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра, тыс. руб.:

$$\mathcal{E}_{уч} = \frac{L_{уч}^i}{\sum L_{уч} \mathcal{E}_d}, \quad (32)$$

$L_{уч}^i$  - длина  $i$ -го участка тепловой сети, м;

$\sum L_{уч}$  - сумма длин всех участков, м.

## 11. Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию теплотрассы, тыс. руб., определяются по формуле:

$$Z = Z_{ном} + Z_{прив} + \mathcal{E}_{уч}, \quad (33)$$

Далее определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии, %:

$$\varphi = \frac{З}{В}, \quad (34)$$

Исходя из условия  $\varphi=100\%$ , определяется предельно допустимая длина теплотрассы.

Дальнейшее применение расчета таково: если  $\varphi$  меньше, либо равно 100 %, то присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника целесообразно, а значит, возможно. При значениях  $\varphi > 100\%$  подключение объекта с заданной тепловой нагрузкой будет вызывать перераспределение издержек на ранее подключенных абонентов и соответственно к росту тарифов, следовательно, подключение данного объекта к системе централизованного теплоснабжения от данного источника нецелесообразно и должно быть запрещено.

### ***Вариант 3. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения при установке котельного агрегата в доме***

Данный метод состоит на сравнительном анализе стоимостных затрат на строительство новой трассы и затрат на установку отдельного котла в доме.

#### 12. Определение расчетной часовой тепловой нагрузки отопления отдельного здания

В соответствии с МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» при отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{op} = \alpha V q_o (t_n - t_{en}) (1 + K_{up}) 10^{-3}, \quad (35)$$

где

$\alpha$  - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления  $t_n$  в местности, где расположено рассматриваемое здание, при которой определено соответствующее значение  $q_o$ ;

$V$  - объем здания по наружному обмеру, м<sup>3</sup>;

$q_o$  - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м<sup>3</sup>°С);

$K_{up}$  - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленный тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчётной для проектирования отопления.

Расчетный коэффициент инфильтрации  $K_{up}$  определяется по формуле

$$K_{up} = 10^{-2} \sqrt{2gL \frac{273 + t_n}{273 + t_b}} + \omega_p^2, \quad (36)$$

где

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$L$  - свободная высота здания, м;

$\omega_p$  - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 2.04 05-91.

13. Определение удельного расхода условного топлива и расхода условного топлива в базовом году

Исходя, из данных расчетной тепловой нагрузки отопления определяем тип котла и его характеристики по проектной документации.

Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году  $b_T$ , кг.т./Гкал:

$$b_T = \frac{143}{\eta_{ка}} \quad (37)$$

$\eta_{ка}$  - КПД котельного агрегата;

Расход условного топлива на выработку тепловой энергии в базовом году  $B_m^y$ , кг.т.:

$$B_m^y = b_T \cdot Q_{op} \quad (38)$$

$Q_{op}^c$  - годовая нагрузка на отопление, Гкал

Перевод величины расхода условного топлива в натуральное выражение, т.н.т.:

$$B = B_m^y (Q_{н.усл.} / Q_{н.норм.}) \quad (39)$$

14. Расчет годовых затрат на топливо и затрат при годовом потреблении от ТЭЦ

Годовые затраты на топливо, тыс. руб.:

$$Z_{топл} = B_m^y \cdot Ц, \quad (40)$$

где Ц – цена за тонну натурального топлива, тыс. руб.

Затраты при годовом потреблении от ТЭЦ:

$$Z_{ТЭЦ} = Q_{op}^c \cdot T, \quad (41)$$

где T – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал

15. Срок окупаемости котельного агрегата

Экономия между годовыми затратами при потреблении от ТЭЦ и годовыми затратами на топливо, тыс. руб.:

$$\mathcal{E} = \mathcal{Z}_{\text{ТЭЦ}} - \mathcal{Z}_{\text{топл}} \quad (42)$$

Срок окупаемости установки котельного агрегата:

$$T = \frac{C}{\mathcal{E}}, \quad (43)$$

где  $C$  – стоимость котельного агрегата с учетом установки, тыс. руб.;

Совокупные затраты на строительство и эксплуатацию трассы, определяем по формуле 33.

Сравниваем сумму стоимости котельного агрегата с учетом установки с совокупными затратами на строительство и эксплуатацию трассы. Отсюда определяем максимально допустимую длину трассы для определенного диаметра, которая будет ограничена стоимостью котельного агрегата с учетом установки. Исходя из условия, что фактическая длина новой трассы нам известна, сравниваем ее с максимально допустимой длиной трассы. Если фактическая длина трассы больше максимально допустимой длины при данных затратах будет более экономична установка котельного агрегата.

Так же при определении более экономичного варианта необходимо учесть срок окупаемости котельного агрегата, т.к. в совокупные затраты на строительство и эксплуатацию входят приведенные затраты на строительство на 10 лет.

Таблица 6.15.1 – Радиусы эффективного теплоснабжения.

Тепловой источник	Значение радиуса, км
РТС "Нагорное шоссе"	4.35
КТС "Лавочкина"	1
КТС "Кольцевая"	1.25
КТС "Мичурина"	1.22

Тепловой источник	Значение радиуса, км
КТС "Октябрьская"	2.74
КТС "Банный переулок"	0.72
КТС "Горная"	0.9
КТС "Фрунзе"	0.47
КТС "Микояна"	0.58
КТС "Кирова"	0.21
КТС "Маяковского"	0.28
КТС "Речная"	0.97
КТС "Мира"	1.15
КТС "Свистуха"	0,1
КТС "Первомайская"	0,1
Котельная №15	0.58
Котельная Сходня	0.55
Котельная ТБК	0,1
Крышные котельные	-
КТС "ЦИТЭО"	2.00
КТС "Новогорск"	1.82
КТС "ЭКЗ"	1.06
КТС "Теплогенерация"	1.4
КТС «ОУСЦ Планерная» вл.1	0.45
КТС "Олимпиец"	0.73
КТС «Планерная» вл.14	1.23
КТС "Загородный квартал"	2.2
КТС "Берег"	0.52
КТС "Мишино"	0.7
КТС «ТеплоЭнергоРесурс»	0.85

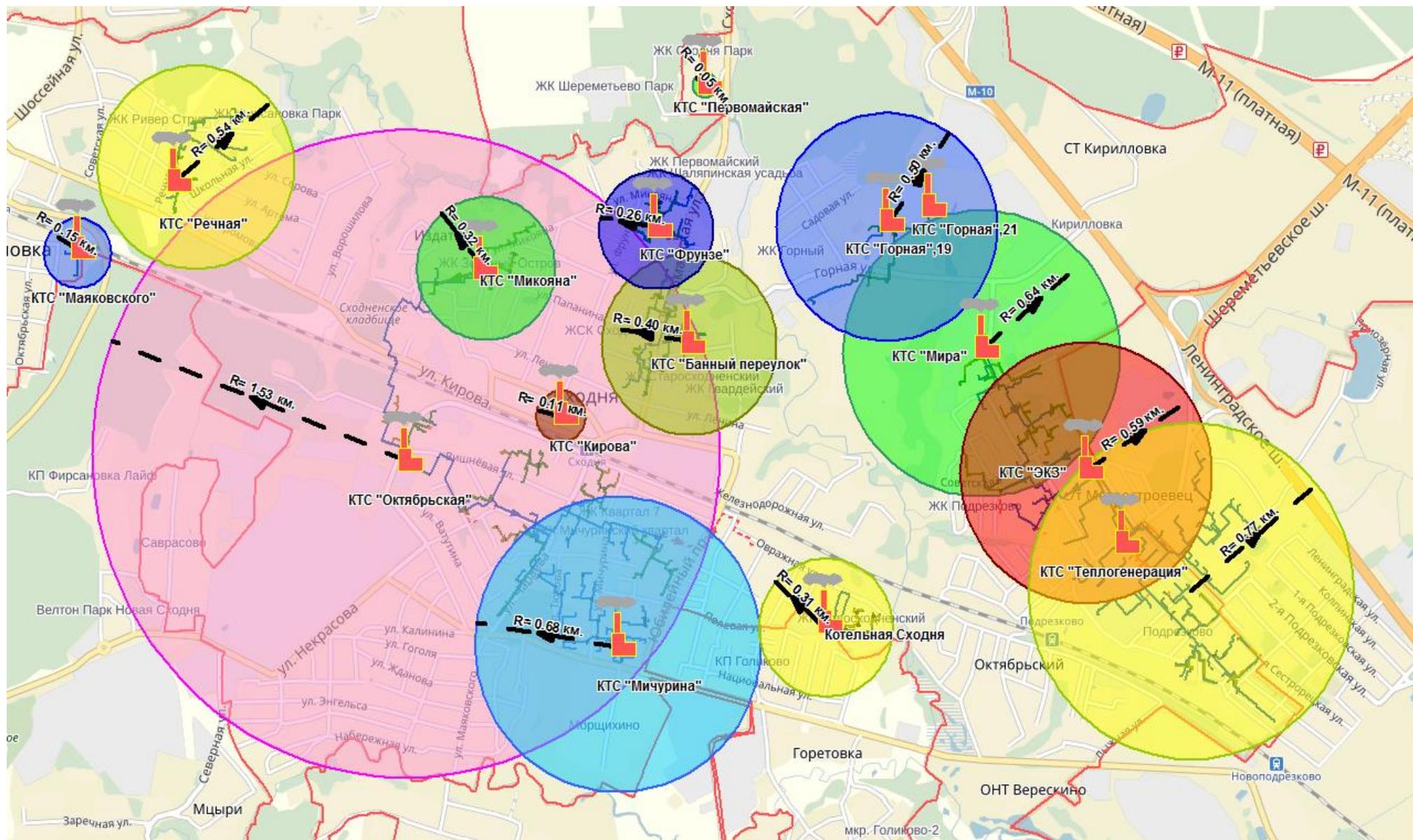


Рисунок 6.1 – Радиусы эффективного теплоснабжения котельных мкр. Сходня

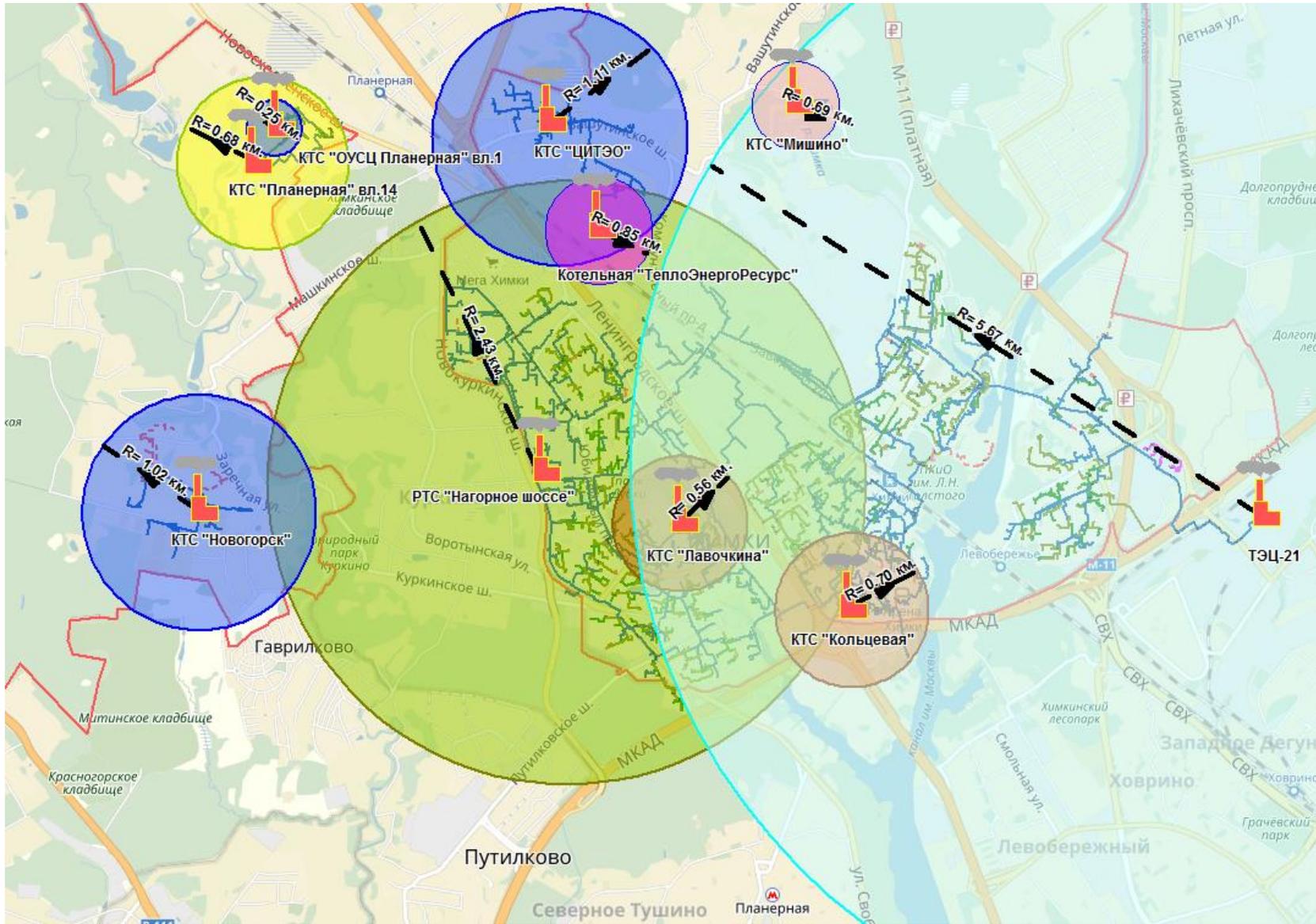


Рисунок 6.2 – Радиусы эффективного теплоснабжения котельных города Химки

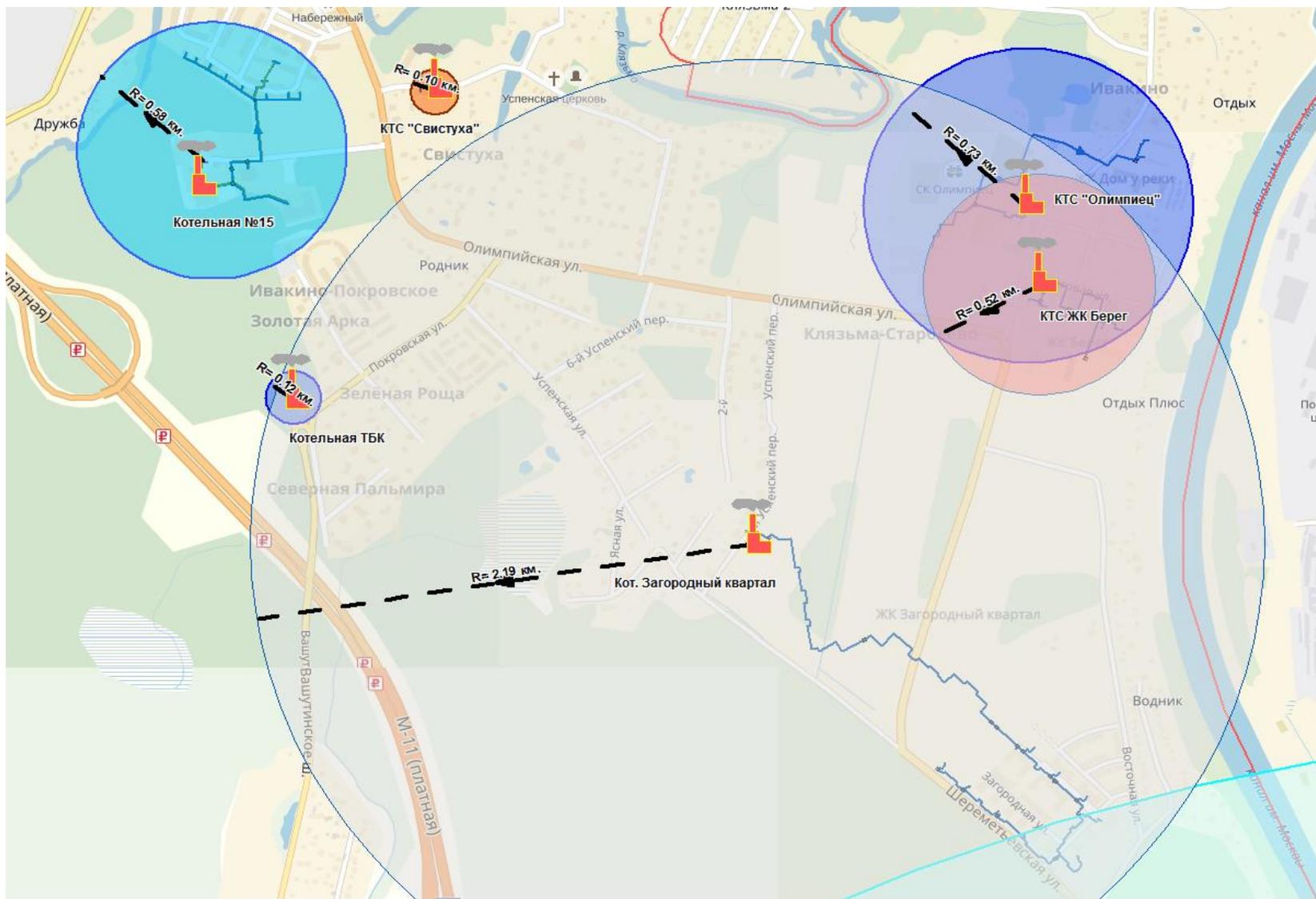


Рисунок 6.3 – Радиусы эффективного теплоснабжения котельных мкр. Клязьма-Старбево

## 6.16 Обоснование предложений по строительству новых котельных для покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

В схеме теплоснабжения покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью предусматривается от новых источников тепла, в связи с отсутствием возможности передачи тепловой энергии от существующих источников. Предложения по строительству новых источников тепла, в соответствии с предлагаемыми вариантами развития, представлены в таблице 6.16.1.

Таблица 6.16.1– Предложения по строительству новых источников тепловой энергии

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
<i>Перспективные источники теплоснабжения</i>			
Котельная «Колхозная»	Строительство новой котельной установленной тепловой мощностью 42 Гкал/час для переключения нагрузки 34,7182 Гкал/ч с котельной «Теплогенерация». Г.о. Химки, мкр. Подрезково, ул. Колхозная	-	2018-2019
Перспективная котельная ПК-2	Строительство перспективной котельной мощностью 2,5 Гкал/ч.		До 2023
Перспективная котельная ПК-3	Строительство перспективной котельной мощностью 3 Гкал/ч.	Строительство перспективной котельной мощностью 1,5 Гкал/ч.	До 2023
Перспективная котельная ПК-4	Строительство перспективной котельной мощностью 3,5 Гкал/ч.	Строительство перспективной котельной мощностью 2,5 Гкал/ч.	До 2023
Перспективная котельная ПК-5	Строительство перспективной котельной мощностью 1 Гкал/ч.	-	До 2023
Перспективная котельная ПК-6	Строительство перспективной котельной мощностью 6,5 Гкал/ч.	Строительство перспективной котельной мощностью 4 Гкал/ч.	До 2023
Перспективная котельная ПК-9	-	Строительство перспективной котельной мощностью 15 Гкал/ч.	До 2023
Перспективная котельная ПК-10	Строительство перспективной котельной мощностью 2 Гкал/ч.	-	До 2033

Источник теплоснабжения	1 вариант развития	2 вариант развития	Ориентировочные сроки
Перспективная котельная «Кирилловка»	Строительство перспективной котельной мощностью 1,5 Гкал/ч.	-	До 2023
Перспективная котельная «Рубикон»	Строительство перспективной котельной мощностью 3 Гкал/ч.	-	До 2023
АИТ	Строительство автономных источников общей мощностью 10,900 Гкал/ч по номерам: 14, 20, 50, 52, 53, 55, 78, 94, 96, 100, 101, 108, 109, 110, 111, 114, 115, 117, 121, 122, 125, 126, 127, 160, 165, 181, 183, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 196, 204, 209, 225, 228, 230, 231, 235, 237, 239, 242, 243.	Строительство автономных источников общей мощностью 28,460 Гкал/ч по номерам: 2, 4, 6, 14, 15, 20, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 32, 48, 51, 52, 53, 55, 77, 78, 94, 96, 100, 101, 102, 103, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 115, 117, 120, 121, 122, 125, 126, 127, 136, 160, 165, 181, 183, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 204, 207, 209, 212, 221, 225, 228, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 239, 242, 243.	-