



Схема теплоснабжения

Муниципального образования

«Южно-Курильский городской округ»

(Актуализация на 2023 год)

Обосновывающие материалы

**Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,
техническому перевооружению и (или) модернизации
источников тепловой энергии**

ГИПРОГРАД



научно-технический центр

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «НТЦ «ГИПРОГРАД»

_____ Ф. Н. Газизов

УТВЕРЖДАЮ:

Мэр муниципального образования
«Южно-Курильский городской округ»

_____ П.В. Гомилевский

« ____ » _____ 2022г.

« ____ » _____ 2022г.

Схема теплоснабжения Муниципального образования «Южно-Курильский городской округ»

(Актуализация на 2023 год)

Обосновывающие материалы

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Санкт-Петербург
2022 год

Оглавление

Определения.....	5
Перечень принятых обозначений.....	7
7. ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	8
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения 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 выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	8
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	12
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	12
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, а также востребованность электрической энергии (мощности), вырабатываемой генерирующим оборудованием источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на оптовом рынке электрической энергии и мощности на срок действия схемы теплоснабжения.....	12
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	13
7.6. 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.....	13
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	13
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	15
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	15
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	15
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	16
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой	

нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	16
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	26
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах	26
7.15. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения.....	26
7.16. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии	41
7.17. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью	41
7.18. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	42
7.19. Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.....	42
7.20. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива	42
7.21. Описание изменений, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	42

Определения

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее – мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)

Термины	Определения
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	Отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно–модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
10	НВВ	Необходимая валовая выручка
11	НДС	Налог на добавленную стоимость
12	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
13	НС	Насосная станция
14	НТД	Нормативная техническая документация
15	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
16	ОВ	Отопление и вентиляция
17	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
18	ПИР	Проектные и изыскательские работы
19	ПНС	Повысительная насосная станция
20	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
21	ППУ	Пенополиуретан
22	СМР	Строительно–монтажные работы
23	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
24	ТЭ	Тепловая энергия
25	ХВО	Химводоочистка
26	ХВП	Химводоподготовка
27	ЦТП	Центральный тепловой пункт
28	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения

7. ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также квартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения 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

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

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 теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены

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

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

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

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.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно–двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно–гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории Южно–Курильского городского округа отсутствуют генерирующие объекты, поставляющие энергию потребителям в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

За п. Горячий Пляж, расположенном на территории Южно–Курильского городского округа, построена ГеоТЭС, работающая в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, вывод из эксплуатации данного объекта по первому сценарию не предполагается.

В соответствии со вторым сценарием рассматривается строительство вблизи пгт. Южно-Курильска газовой теплоэлектростанции с котельной, работающей в режиме комбинированной выработки, которая заместит мощность Менделеевской ТЭС. В качестве резервного источника, при перебоях в поставке топлива для ТЭС, будет использоваться котельная №5, для поддержания резерва тепловой мощности на протяжении всего рассматриваемого периода предусмотрено мероприятие по увеличению установленной мощности котельной до 21 МВт.

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, а также востребованность электрической энергии (мощности), вырабатываемой генерирующим оборудованием источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на оптовом рынке электрической энергии и мощности на срок действия схемы теплоснабжения

На территории о. Кунашир рассматривается вариант строительства теплоэлектростанции, работающей на сжиженном газе. Данное мероприятие позволит обеспечить качественным и надежным теплоснабжением абонентов пгт. Южно-Курильск. Переход от каменного угля в качестве основного вида топлива на источнике тепловой энергии на природный газ снизит негативное влияние на окружающую среду

на территории Южно-Курильского городского округа.

Строительство нового источника тепловой энергии запланировано на 2023 год. В качестве основного оборудования приняты котлы Viesmann в количестве 3 шт., мощностью 3,5 Гкал/ч каждый, 8 котлов-утилизаторов как источников тепловой энергии собственных нужд электростанции и потребителей г. Южно-Курильска, с учетом перспективного развития данного населенного пункта.

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Согласно первому и третьему сценариям для надежной работы Менделеевской ГеоТЭС на источнике комбинированной выработке учтены мероприятия по бурению скважины № 28/3007 дубль геотермальных вод на участке недр «Прибрежный» и работы по восстановлению работоспособности скважины № 28/3007 геотермальных вод на участке недр «Прибрежный».

7.6. 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 «Схеме и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2022 – 2026 годы» и Генеральному Плану Южно-Курильского городского округа переоборудование действующих котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии не предусмотрено.

В соответствии со вторым сценарием развития централизованной системы теплоснабжения МО «Южно-Курильский городской округ» вблизи кадастрового участка 65:25:0000011:598 запланировано строительство теплоэлектростанции, которая будет работать в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в качестве основного вида топлива принят сжиженный газ.

7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Первый сценарий предполагает вынос основного источника тепловой энергии пгт. Южно-Курильск за пределы существующей застройки с переносом ГТС-700В, при

этом проводится демонтаж существующей котельной №5 с переводом существующих тепловых нагрузок на новую котельную. Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии составит 21 МВт, в качестве основного вида топлива – уголь.

Второй сценарий предусматривает строительство газовой теплоэлектростанции вблизи пгт. Южно-Курильск, планируемый год ввода в эксплуатацию 2023 год, установленная тепловая мощность источника составит 21 МВт. При запуске нового источника тепловой энергии котельная №5 будет переведена в холодный резерв и может вступать в работу при перебоях в поставке топлива для газовой ТЭС, ввиду длительных плохих погодных условий. Все существующие к тому времени тепловые нагрузки абонентов будут переведены на ТЭС.

В качестве резервного источника тепловой энергии в пгт. Южно-Курильск будет действовать котельная №5, которая будет вступать в работу в случае перебоев в поставках топлива для газовой ТЭС. Для обеспечения резерва мощности на протяжении всего рассматриваемого периода необходимо провести мероприятие по увеличению мощности котельной до 21 МВт. Планируемый год реализации мероприятия – 2023 г.

Согласно 3 сценария рассматривается реконструкция котельной №5 с увеличением установленной тепловой мощности до 21 МВт, восстановление несущих конструкций зданий котельной.

Все сценарии развития системы теплоснабжения пгт. Южно-Курильск рассматривают мероприятие по переводу абонентов двух БМК по ул. Океанская на котельную №5, в отопительный период 2022-2023 гг.

В соответствии с рассматриваемыми сценариями развития системы теплоснабжения Южно-Курильского городского округа предполагается строительство котельной «Молодежная» с. Малокурильское с увеличением установленной мощности до 8 Гкал/ч, на новую котельную запланирован перевод существующих нагрузок котельной «Терешкова».

На территории с. Крабозаводское запланировано строительство новой котельной, которая возьмет на себя существующие нагрузки котельных Нагорная и Ключевая. Действующие на настоящий момент источники тепловой энергии при этом будут выведены из эксплуатации.

Данные мероприятия позволят снизить затраты на эксплуатацию малоэффективных котельных. Перевод большей части потребителей тепловой энергии

на котельную, работающую на газообразном топливе, позволит понизить тариф на тепловую энергию, за счет уменьшения затрат на покупку топлива.

На территории с. Малокурильское в 2025 году запланировано строительство новой котельной «Молодежная», на которую будут переведены тепловые нагрузки потребителей котельных «Молодежная» и «Терешкова».

7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В первом сценарии в качестве источника, работающего в пиковом режиме, принята новая котельная на кадастровом участке 65:25:0000009:297, вступающая в работу, в наиболее холодные дни отопительного периода, когда мощности ГТС-700В не хватает для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей населенного пункта.

Согласно второго сценария предполагается увеличение мощности котельной №5 до 21 МВт, в целях поддержания резерва тепловой мощности на протяжении всего периода, рассматриваемого в Схеме теплоснабжения.

По третьему сценарию в качестве источника, работающего в пиковом режиме, принята существующая котельная №5, вступающая в работу, в наиболее холодные дни отопительного периода, когда мощности ГТС-700В не хватает для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей населенного пункта.

7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Мероприятия по расширению зон действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Схемой не предполагаются.

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

Первый сценарий развития системы теплоснабжения пгт. Южно-Курильск предусматривает вывод из эксплуатации котельной №5 и перевод существующих к тому времени тепловых нагрузок на новую угольную котельную на кадастровом участке 65:25:0000009:297. Данные мероприятия позволят соблюсти требования по размерам санитарно-защитной зоны от края территории котельной до ближайшей жилой

застройки.

В с. Малокурильское запланирован вывод из эксплуатации котельных «Терешкова» и «Молодежная», с переводом существующих тепловых нагрузок источника на новую котельную «Молодежная», ввиду нерентабельности эксплуатации данного источника тепловой энергии, связанные с большими затратами на топливо. Также в с. Малокурильское предлагается строительство новой котельной, расположенной вблизи котельной «Черемушки», новая котельная позволит повысить надежность теплоснабжения, за счет современной системы автоматики и контроля.

В с. Крабозаводское, для повышения надежности теплоснабжения, снижения затрат на топлива для выработки тепловой энергии предусмотрен вывод из эксплуатации существующих котельных «Нагорная» и «Ключевая», с переводом существующих нагрузок на новую современную котельную.

7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Изменение балансов производства и потребления тепловой мощности источников связано напрямую с двумя сценариями развития централизованного теплоснабжения Южно-Курильского городского округа. Сценарии предполагают влияющие на выработку тепловой энергии мероприятия, такие как:

- подключение перспективных потребителей тепловой энергии;
- выбор основного вида топлива;
- строительство новых источников тепловой энергии, взамен действующих;

– закрытие малоэффективных угольных котельных с переводом существующих тепловых нагрузок потребителей на более мощные новые котельные.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Южно–Курильского городского приведены в таблицах ниже.

Таблица 1. Балансы тепловой мощности и нагрузки котельной №5 (сценарий 1)

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная №5											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	5,490	5,516	8,286	Вывод котельной из эксплуатации. Переключение тепловых нагрузок на новую котельную, расположенную на кадастровом участке 65:25:0000009:297						
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,084	4,084	6,828							
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,110	0,110	0,110							
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,296	1,322	1,348							
Нагрузка, обеспеченная покупной энергией	Гкал/ч	4,513	4,513	4,513							
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,45	18,53	27,88							
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,47	0,47	0,47							
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,98	18,07	27,41							
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	4,20	4,28	4,37							
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,78	13,78	23,04							
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	15,23	15,23	15,23							
Новая котельная за пределами города (65:25:0000009:297)											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч				9,704	11,135	11,165	11,195	11,226	11,258	11,290
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч				8,139	9,541	9,541	9,541	9,541	9,541	9,541
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч				0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч				1,455	1,484	1,514	1,544	1,575	1,607	1,639
Нагрузка, обеспеченная покупной энергией	Гкал/ч				4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал				32,65	37,48	37,57	37,67	37,77	37,87	37,98
Собственные нужды источника	тыс. Гкал				0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал				32,18	37,01	37,11	37,20	37,30	37,41	37,51
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал				4,72	4,81	4,91	5,00	5,10	5,21	5,31
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал				27,47	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал				15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23

Таблица 2. Балансы тепловой мощности и нагрузки котельной №5 (сценарий 2)

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная №5											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	5,490	5,516	Перевод котельной в холодный резерв. Переключение тепловых нагрузок на новую газовую теплоэлектростанцию, расположенную на северо-востоке от кадастрового участка 65:25:0000011:598							
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,084	4,084								
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,110	0,110								
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,296	1,322								
Нагрузка, обеспеченная покупной энергией	Гкал/ч	4,513	4,513								
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,45	18,53								
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,47	0,47								
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,98	18,07								
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	4,20	4,28								
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,78	13,78								
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	15,23	15,23								
Газовая теплоэлектростанция (65:25:0000011:598)											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч			12,886	14,204	15,614	15,621	15,628	15,635	15,643	15,650
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч			11,341	12,652	14,054	14,054	14,054	14,054	14,054	14,054
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч			0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч			1,435	1,442	1,450	1,457	1,464	1,471	1,479	1,486
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал			43,39	47,84	52,60	52,62	52,64	52,67	52,69	52,71
Собственные нужды источника	тыс. Гкал			0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал			42,93	47,37	52,13	52,15	52,18	52,20	52,22	52,25
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал			4,65	4,67	4,70	4,72	4,74	4,77	4,79	4,82
Полезный отпуск потребителям:	тыс. Гкал			38,27	42,70	47,43	47,43	47,43	47,43	47,43	47,43
в т.ч. за счет ПВК	тыс. Гкал			14,75	19,18	23,91	23,91	23,91	23,91	23,91	23,91
в т.ч. за счет котлов утилизаторов	тыс. Гкал			23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52

Таблица 3. Балансы тепловой мощности и нагрузки котельной №5 (сценарий 3)

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная №5											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	5,490	5,516	8,273	9,597	11,013	11,027	11,040	11,054	11,068	11,082
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	4,084	4,084	6,828	8,139	9,541	9,541	9,541	9,541	9,541	9,541
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,296	1,322	1,335	1,348	1,362	1,376	1,389	1,403	1,417	1,431
Нагрузка, обеспеченная покупной энергией	Гкал/ч	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513	4,513
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,45	18,53	27,84	32,30	37,08	37,12	37,17	37,21	37,26	37,31
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,98	18,07	27,37	31,84	36,61	36,66	36,70	36,75	36,79	36,84
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	4,20	4,28	4,33	4,37	4,41	4,46	4,50	4,55	4,59	4,64
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,78	13,78	23,04	27,47	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20	32,20
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23	15,23

Таблица 4. Балансы тепловой мощности и нагрузки котельной по ул. Океанская и с. Отрада (сценарий 1-3)

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А, пгт. Южно-Курильск											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,094	0,320	Заккрытие котельной. Перевод существующих тепловых нагрузок на котельную №5.							
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,089	0,315								
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,002	0,002								
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,003	0,003								
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	0,33	1,10								
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,01	0,01								
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,33	1,09								
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,01	0,01								
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	0,32	1,08								
Котельная с. Отрада											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,814	0,814	1,300	2,401	2,839	3,717	3,717	3,717	3,717	3,717
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,706	0,706	1,148	2,150	2,549	3,347	3,347	3,347	3,347	3,347

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,070	0,070	0,114	0,213	0,253	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,73	2,73	4,37	8,07	9,55	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,61	2,61	4,25	7,95	9,42	12,38	12,38	12,38	12,38	12,38
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,23	0,23	0,37	0,69	0,82	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,38	2,38	3,88	7,26	8,60	11,30	11,30	11,30	11,30	11,30

Таблица 5. Балансы тепловой мощности и нагрузки на территории о. Шиконат (сценарий 1-3)

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
с. Малокурильское											
Котельная "Черемушки"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,586	1,589	1,592	1,788	Заккрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки на котельную «Нагорная» с. Малокурильское					
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,393	1,393	1,393	1,586						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,051	0,051	0,051	0,051						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,142	0,145	0,148	0,151						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	5,33	5,34	5,34	6,01						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,17	0,17	0,17	0,17						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	5,16	5,17	5,18	5,84						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,46	0,47	0,48	0,49						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,70	4,70	4,70	5,35						
Котельная "Терешкова"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,893	0,896	0,899	1,292	Заккрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки на новую котельную «Молодежная»					
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,719	0,719	0,719	1,109						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,032	0,032	0,032	0,032						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,142	0,145	0,148	0,151						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,81	2,81	2,82	4,14						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,10	0,10	0,10	0,10						

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,70	2,71	2,72	4,04						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,28	0,28	0,29	0,30						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,43	2,43	2,43	3,74						
Котельная "Молодежная"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,489	1,489	2,565	3,115	Закрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки на новую котельную «Молодежная»					
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,158	1,158	2,025	2,468						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,052	0,052	0,052	0,052						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,279	0,279	0,488	0,595						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,98	4,98	8,58	10,42						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,17	0,17	0,17	0,17						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,81	4,81	8,41	10,25						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,90	0,90	1,58	1,92						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,91	3,91	6,83	8,33						
Котельная "Модульная"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
Новая котельная "Нагорная" с. Малокурильское											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч					1,857	1,857	1,857	1,857	1,857	1,857
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч					1,586	1,586	1,586	1,586	1,586	1,586
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч					0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч					0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал					6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Собственные нужды источника	тыс. Гкал					0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал					5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал					0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал					5,35	5,35	5,35	5,35	5,35	5,35
Новая котельная "Молодежная"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч					4,900	4,900	4,900	4,900	4,900	4,900
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч					4,053	4,053	4,053	4,053	4,053	4,053
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч					0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч					0,727	0,727	0,727	0,727	0,727	0,727
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал					16,34	16,34	16,34	16,34	16,34	16,34
Собственные нужды источника	тыс. Гкал					0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал					16,13	16,13	16,13	16,13	16,13	16,13
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал					2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал					13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
с. Крабозаводское											
Котельная "Нагорная"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,889	0,889	0,889	1,052	Заккрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки на новую котельную с. Крабозаводское					
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,703	0,703	0,703	0,836						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,028	0,028	0,028	0,028						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,158	0,158	0,158	0,188						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,98	2,98	2,98	3,52						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,09	0,09	0,09	0,09						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,88	2,88	2,88	3,43						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,51	0,51	0,51	0,61						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,37	2,37	2,37	2,82						
Котельная "Ключевая"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,803	1,803	2,308	2,955	Заккрытие котельной. Переключение тепловой нагрузки на новую котельную с. Крабозаводское					
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,528	1,528	1,969	2,534						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,054	0,054	0,054	0,054						

Показатель	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,221	0,221	0,285	0,367						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	6,05	6,05	7,74	9,91						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,18	0,18	0,18	0,18						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	5,87	5,87	7,57	9,74						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,71	0,71	0,92	1,19						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	5,16	5,16	6,65	8,55						
Котельная "Строительная"											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323	0,323
Новая котельная с. Крабозаводское											
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч					4,152	4,152	4,152	4,152	4,152	4,152
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч					3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч					0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч					0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал					13,64	13,64	13,64	13,64	13,64	13,64
Собственные нужды источника	тыс. Гкал					0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал					13,27	13,27	13,27	13,27	13,27	13,27
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал					1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал					11,39	11,39	11,39	11,39	11,39	11,39

Таблица 6. Балансы тепловой мощности и нагрузки прочих котельных на территории МО «Южно-Курильский городской округ» (сценарий 1-3)

Котельные	Наименование организации	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
котельная Менделеево , с. Менделеево	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
	Полезный отпуск	Гкал	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22	122,22
Советская 2Б - жилой дом, пгт. Южно-Курильск	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
	Полезный отпуск	Гкал	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65	43,65
с. Головнино-СДК	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
	Полезный отпуск	Гкал	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37	20,37
с.Дубовое- СДК	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
	Полезный отпуск	Гкал	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73	8,73
с. Головнино-ФАП	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
	Полезный отпуск	Гкал	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57	78,57
МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
	Полезный отпуск	Гкал	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38	52,38
с. Головнино-администрация, ЦБС	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Полезный отпуск	Гкал	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А , пгт. Южно-Курильск	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,017	0,017								
	Полезный отпуск	Гкал	49,47	49,47								
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Полезный отпуск	Гкал	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Полезный отпуск	Гкал	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

В качестве возобновляемого источника энергии на ГеоТЭС Менделеевская используется пароводяная смесь, получаемая из недр скважин, пробуренных вблизи вулкана Менделеева. Согласно первому и третьему сценариям для надежной работы Менделеевской ГеоТЭС на источнике комбинированной выработке учтены мероприятия по бурению скважины № 28/3007 дубль геотермальных вод на участке недр «Прибрежный» и работы по восстановлению работоспособности скважины № 28/3007 геотермальных вод на участке недр «Прибрежный».

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах

На расчетный срок подключение объектов, расположенных в производственных зонах, к централизованному теплоснабжению не предполагается.

7.15. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении»: от 27.07.2010 г.: «Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

С целью определения радиуса эффективного теплоснабжения были выявлены социальные технико-экономические расчеты, которые заключаются в сравнении дополнительных расходов на производство и передачу тепловой энергии, появляющихся при подключении дополнительной тепловой нагрузки, и эффекта от дополнительного объема реализации тепловой энергии. Радиус эффективного теплоснабжения величина непостоянная. При увеличении подключаемой тепловой

нагрузки расчетная эффективная зона действия источника тепловой энергии расширяется.

В методике расчета радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается три возможных варианта.

В первом варианте радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Данный метод позволяет рассчитать радиус эффективного теплоснабжения от источника тепловой энергии до потребителя и находит применение при расчетах для крупных районов застройки. А также 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.

Применяется при расчетах для крупных районов застройки и позволяет установить радиус эффективного теплоснабжения для источника тепловой энергии, который может быть отображен в графическом виде. 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. Согласно данной методике:

1) Для района застройки рассчитывается усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки. Исходя из значений присоединенной нагрузки к источнику тепловой энергии, присоединенной нагрузки рассматриваемой зоны и расстояния от источника до условного центра присоединяемой нагрузки, определяется средний радиус теплоснабжения по системе.

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

2) На основе показателей средней себестоимости передачи тепла определяется коэффициент пропорциональности, характеризующий затраты в системе на транспорт тепла на 1 км тепловой сети и на единицу присоединенной мощности. Задается условие, что коэффициент пропорциональности принимается одинаковым для

всей системы, так как 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. Производится расчет затрат на транспорт тепла для района застройки.

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:

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

3) Определяются годовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя и себестоимость транспорта 1 Гкал. Годовые затраты на транспорт тепла определяются на основе среднего тарифа на транспорт.

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) Определяется разница между годовыми затратами на транспорт тепла и годовыми затратами на транспорт тепла для района застройки.

Радиус эффективного теплоснабжения будет считаться оптимальным, если:

- годовые затраты на транспорт тепла для района застройки будут меньше годовых затрат на транспорт тепла, определенных по тарифу;
- себестоимость транспорта 1 Гкал меньше средней себестоимости передачи тепла;

– себестоимость транспорта 1 Гкал меньше тарифа на транспорт тепловой энергии.

Вариант 2. Расчет радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта

Радиус эффективного теплоснабжения рассматривается как предельно возможная протяженность новой теплотрассы, исходя из условия, что выручка от реализации тепловой энергии не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы.

Радиус рассчитывается отдельно для каждого объекта и не является общей установленной протяженностью от источника теплоснабжения в целом для трассы. Величина радиуса зависит от удаленности конкретного объекта присоединения от ближайшей тепломагистрали.

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 потере должны превышать 2 м.вод.ст. Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке теплотрассы. Если потери превысят указанную величину, необходимо будет держать завышенный перепад давлений по теплотрассе, что приведет к дополнительным потерям и необходимости перестройки гидравлического режима всей системы теплоснабжения.

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.:

$$\Delta P = P_{тр} + P_{м}, \quad (8)$$

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

$P_{м}$ – потери давления в местных сопротивлениях, м.в.ст.

Линейные потери давления, м.в.ст.:

$$P_{тр} = R \cdot l, \quad (9)$$

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

l - длина теплотрассы.

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

ρ - плотность теплоносителя, $кг/м^3$;

λ - 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.:

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

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:

$$\lambda = \frac{1}{(1,14 + 2 \lg \frac{D_{\epsilon}}{K_{\text{ЭКВ}}})^2}, \quad (12)$$

где $K_{\text{ЭКВ}}$ - 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 β (табл. 4.14 В. И. Манюк «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей»). В этом случае:

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

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.

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

где G - расход сетевой воды, т/ч;

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

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

c - удельная теплоемкость сетевой воды, КДж/кгК.

Полезный отпуск тепловой энергии за месяц, Гкал:

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

V - объем здания по наружному обмеру, м^3

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

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

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

τ - количество часов в месяце.

Годовой полезный отпуск, Гкал:

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

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

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/.

Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

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

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

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

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

где q_n , $q_{\text{нп}}$, $q_{\text{но}}$ - 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;

β - 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:

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

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)] (таблица П1.1, П1.3, П1.4);

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

Δt_{cp}^{T1} и Δt_{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:

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

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

$t_{гp}^{cp.2}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С; /3/.

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

$$q_{np} = q_{np}^{T1} + (q_{np}^{T2} - q_{np}^{T1}) \frac{\Delta t_n^{cp.2} - \Delta t_n^{T1}}{\Delta t_n^{T2} - \Delta t_n^{T1}}, \quad (22)$$

$$q_{но} = q_{но}^{T1} + (q_{но}^{T2} - q_{но}^{T1}) \frac{\Delta t_o^{cp.2} - \Delta t_o^{T1}}{\Delta t_o^{T2} - \Delta t_o^{T1}}, \quad (23)$$

где q_{np}^{T1} и q_{np}^{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)], (таблица П1.2);

$q_{но}^{T1}$ 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)], (таблица П1.2);

$\Delta t_n^{cp.2}$ и $\Delta t_o^{cp.2}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

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

Δt_o^{T1} и Δt_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 $\Delta t_n^{cp,2}$ и обратного $\Delta t_o^{cp,2}$ трубопроводов определяются как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_n^{cp,2}$ и $t_o^{cp,2}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_g^{cp,2}$.

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 /5/. Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с утечкой сетевой воды Q_{ym}^2 , [ГДж (Гкал)], определяются по формуле:

$$Q_{ym}^2 = a V^{cp,2} c \rho^{cp,2} \left(\frac{t_n^{cp,2} + t_o^{cp,2}}{2} - t_x^{cp,1} \right) \cdot n_{год} \cdot 10^{-6}, \quad (24)$$

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 ($0,0025 m^3/(ч \times m^3)$);

$V^{cp,2}$ - 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 °С) или 1 ккал / (кг \times °С);

$\rho^{cp,2}$ - среднегодовая плотность воды, кг/ m^3 ; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_n^{cp,2}$ и $t_o^{cp,2}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; принимается в соответствии с п. 3.1.10;

$t_x^{cp,2}$ - 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

теплопотребления $V^{cp.э}$, м³, определяется по формуле:

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

где V_{om} и $V_{л}$ - объем воды в тепловой сети и системах теплопотребления соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м³;

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 $t_x^{cp.г}$, °C, определяется по формуле:

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

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 (°C), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается $t_x^{om} = 5^{\circ}\text{C}$, $t_x^{л} = 15^{\circ}\text{C}$.

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

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

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

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

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

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

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.

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.

Капитальные затраты на строительство тепловой сети определяются по НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети» с учетом показателя укрупненного норматива цены строительства НЦС 81-02-11-2012 «Наружные тепловые сети», который представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных тепловых сетей /7/.

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

$$Z_i = 3 \cdot L_{уч}^i / 1000, \quad (29)$$

где 3 - 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);

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

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

$$Z_{прив} = Z_i / 10, \quad (30)$$

б) 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.

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.;

α - 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.:

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

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

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

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.

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

$$З = З_{nom} + З_{прив} + \mathcal{E}_{yc}, \quad (33)$$

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 φ 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.

Рассматривается возможность подключения от альтернативного источника

тепловой энергии, что позволяет определить более экономичный вариант подключения объекта от потребителя.

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 затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы должны быть меньше суммы стоимости котельного агрегата с учетом установки. А также 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) Определяется расчетная часовая тепловая нагрузка отопления отдельного здания. При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям;

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 α - 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, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, (кДж/м³°C);

K_{up} - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной 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^2 ;

L - свободная высота здания, м ;

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

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;

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 у.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 у.т. :

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

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

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

$$B = B_m^y (7000/3400) \quad (39)$$

3) Производим расчет годовых затрат на топливо котельного агрегата 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:

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

где $Т$ – тариф за тепловую энергию, руб./Гкал

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;

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, определяются по формуле 33.

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

7.16. Оценка финансовых потребностей для реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по новому строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии с оценкой финансовых потребности для каждого из них представлен в Главе 16.

7.17. Покрывание перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

В перспективе на всех источниках тепловой энергии муниципального образования Южно-Курильского городского округа ожидается резерв тепловой мощности.

7.18. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

К концу расчетного срока максимальная выработка электрической энергии на коллекторах источников тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, ожидается в размере 30 тыс. кВт.ч.

7.19. Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке

Перспективные значения загрузки оборудования источников тепловой энергии, расположенных на территории Южно–Курильского городского округа, представлены в пункте 7.12.

7.20. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива представлены в Главе 10 «Перспективные топливные балансы».

7.21. Описание изменений, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения, зафиксированные за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлены в Главе 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.