



# **Схема теплоснабжения Муниципального образования «Южно-Курильский городской округ»**

**(Актуализация на 2023 год)**

## **Обосновывающие материалы**

### **Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

2022 год

# ГИПРОГРАД



## научно-технический центр

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор  
ООО «НТЦ «ГИПРОГРАД»

\_\_\_\_\_ Ф. Н. Газизов

УТВЕРЖДАЮ:

Мэр муниципального образования  
«Южно-Курильский городской округ»

\_\_\_\_\_ П.В. Гомилевский

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

## **Схема теплоснабжения Муниципального образования «Южно-Курильский городской округ»**

**(Актуализация на 2023 год)**

## **Обосновывающие материалы**

### **Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

Санкт-Петербург  
2022 год

## Оглавление

Определения.....	7
Перечень принятых обозначений .....	9
1 ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	10
1.1 Функциональная структура теплоснабжения .....	10
1.2 Источники тепловой энергии .....	16
1.2.1 Источники тепловой энергии пгт. Южно–Курильск.....	16
1.2.2 Источники тепловой энергии с. Малокурильское .....	28
1.2.3 Источники тепловой энергии с. Крабозаводское.....	34
1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	40
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения .....	40
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии .....	44
1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	44
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	54
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, камер и павильонов .....	54
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	54
1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .	55
1.3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей ..	55
1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет .....	56
1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно–восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние пять лет .....	56
1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	56
1.3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей..	60
1.3.13 Описание нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	65
1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	65

1.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	67
1.3.16	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	67
1.3.17	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	67
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	68
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	68
1.3.20	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления...	68
1.3.21	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	68
1.3.22	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) ..	69
1.4	Зоны действия источников тепловой энергии .....	69
1.5	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	69
1.5.1.	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	69
1.5.2.	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии .....	71
1.5.3.	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	71
1.5.4.	Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	72
1.5.5.	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	74
1.5.6.	Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения .....	75
1.5.7.	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	76
1.6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	78
1.6.1.	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии .....	78
1.6.2.	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии .....	81
1.6.3.	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии к потребителю .....	81
1.6.4.	Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	81
1.6.5.	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой	

энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	81
1.7. Балансы теплоносителя.....	82
1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	82
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	84
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	86
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	86
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	88
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.....	90
1.8.4. Описание использования местных видов топлива.....	91
1.9. Надежность теплоснабжения.....	92
1.9.1. Общие положения.....	92
1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения.....	93
1.9.3. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения.....	98
1.9.4. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	98
1.9.5. Частота отключений потребителей.....	99
1.9.6. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения.....	99
1.9.7. Карты–схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.....	99
1.9.8. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора.....	99
1.9.9. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	99
1.10. Техничко–экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	100
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	105
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.....	105
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	107
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	107
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности,	

в том числе для социально значимых категорий потребителей. ....	108
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения .....	109
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	109
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	109
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	110
1.12.4. Описание существующих проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	110
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	110
1.13 Описание изменений, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	111

## 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)

<b>Термины</b>	<b>Определения</b>
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
29	ПВС	Пароводяная смесь

# **1 ГЛАВА 1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

## **1.1 Функциональная структура теплоснабжения**

Южно–Курильский городской округ – муниципальное образование в составе Сахалинской области Российской Федерации, население и органы местного самоуправления которого, осуществляют полномочия по решению вопросов местного значения, а также осуществляют отдельные государственные полномочия, переданные органам местного самоуправления федеральными законами и законами Сахалинской области. Территория муниципального образования «Южно–Курильский городской округ» включает в себя территории: 1 посёлок городского типа (пгт.), 9 сёл.

На территории Южно–Курильского городского округа расположено девять систем централизованного теплоснабжения.

Теплоснабжающую деятельность на территории Южно–Курильского городского округа осуществляет общество с ограниченной ответственностью «Южно–Курильский Водоканал» (далее ООО «Южно–Курильский Водоканал»), закрытое акционерное общество «Энергия Южно–Курильская» (далее ЗАО «Энергия»), муниципальное унитарное предприятие «Шикотанское жилищное управление».

Зоны деятельности организаций совпадают с зонами полезного действия источников тепловой энергии.

### **пгт. Южно–Курильск**

Централизованное теплоснабжение пгт. Южно–Курильск осуществляет ООО «Южно–Курильский Водоканал».

Источниками теплоснабжения населенного пункта служат:

- котельная №5;
- геотермальная тепловая станция «ГТС–700В», снабжаемая тепловой энергией от ГеоТЭС «Менделеевская».

Котельные и геотермальная тепловая станция находятся в собственности муниципального образования «Южно–Курильский городской округ». Тепловая насосная станция ТНС-2 и котельная №5 находятся в эксплуатации ООО «Южно–Курильский Водоканал», геотермальная тепловая станция «ГТС–700В» у ООО «Южно–Курильский Водоканал». Трубопровод ПВС находится в ведении ООО «Южно–Курильский Водоканал».

Основным источником тепловой энергии для пгт. Южно–Курильск является геотермальная тепловая станция «ГТС–700В». ООО «Южно-Курильский Водоканал» приобретает тепловую энергию, переданную на «ГТС–700В» с ГеоТЭС «Менделеевская», для дальнейшей транспортировки и продажи ее потребителям. Передача тепловой энергии от геотермальной тепловой станции «ГТС–700В» потребителям осуществляется по тепловым сетям от котельной №5.

Котельная №5 является резервным источником тепловой энергии и в случае необходимости может осуществлять работу в «пиковом» режиме.

Эксплуатацию тепловой сети от ГеоТЭС «Менделеевская» до геотермальной тепловой станция «ГТС–700В» осуществляет ООО «Южно-Курильский Водоканал». Эксплуатацию тепловых сетей от котельной №5, ТНС-2 и геотермальной тепловой станции выполняет ООО «Южно-Курильский Водоканал».

Между тепловыми сетями от ТНС-2 и котельной №5 имеется резервирующая перемычка, что позволяет производить передачу тепловой энергии от «ГТС–700В» и котельной №5 потребителям всего населенного пункта. Данный режим работы системы транспорта тепловой энергии является основным для системы теплоснабжения пгт. Южно–Курильск.

Также на территории пгт. Южно-Курильск в целях обеспечения теплоснабжением потребителей установлены две блочно-модульные котельные по ул. Океанской.

Все котельные и тепловые сети находятся в собственности муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» и переданы в эксплуатацию ООО «Южно-Курильский Водоканал».

### **с. Отрада**

На территории с. Отрада расположена одна централизованная система теплоснабжения на базе котельной с. Отрада. Котельная и тепловые сети от нее находятся на балансе ООО «Южно-Курильский Водоканал».

Котельная и тепловые сети находятся в собственности муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» и переданы в эксплуатацию ООО «Южно-Курильский Водоканал».

### **с. Малокурильское**

Централизованное теплоснабжение с. Малокурильское осуществляет МУП «Шикотанское жилищное управление».

Источниками теплоснабжения населенного пункта служат:

- котельная «Черёмушки»;
- котельная «Терешкова»;
- котельная «Молодёжная»;
- котельная «Модульная».

Все котельные находятся в собственности муниципального образования «Южно–Курильский городской округ» и переданы в эксплуатацию МУП «Шикотанское жилищное управление».

Эксплуатацию тепловых сетей от котельных выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление». Тепловые сети от разных источников тепловой энергии не имеют между собой резервирующих перемычек.

### **С. Крабозаводское**

Централизованное теплоснабжение с. Крабозаводское осуществляет МУП "Шикотанское жилищное управление".

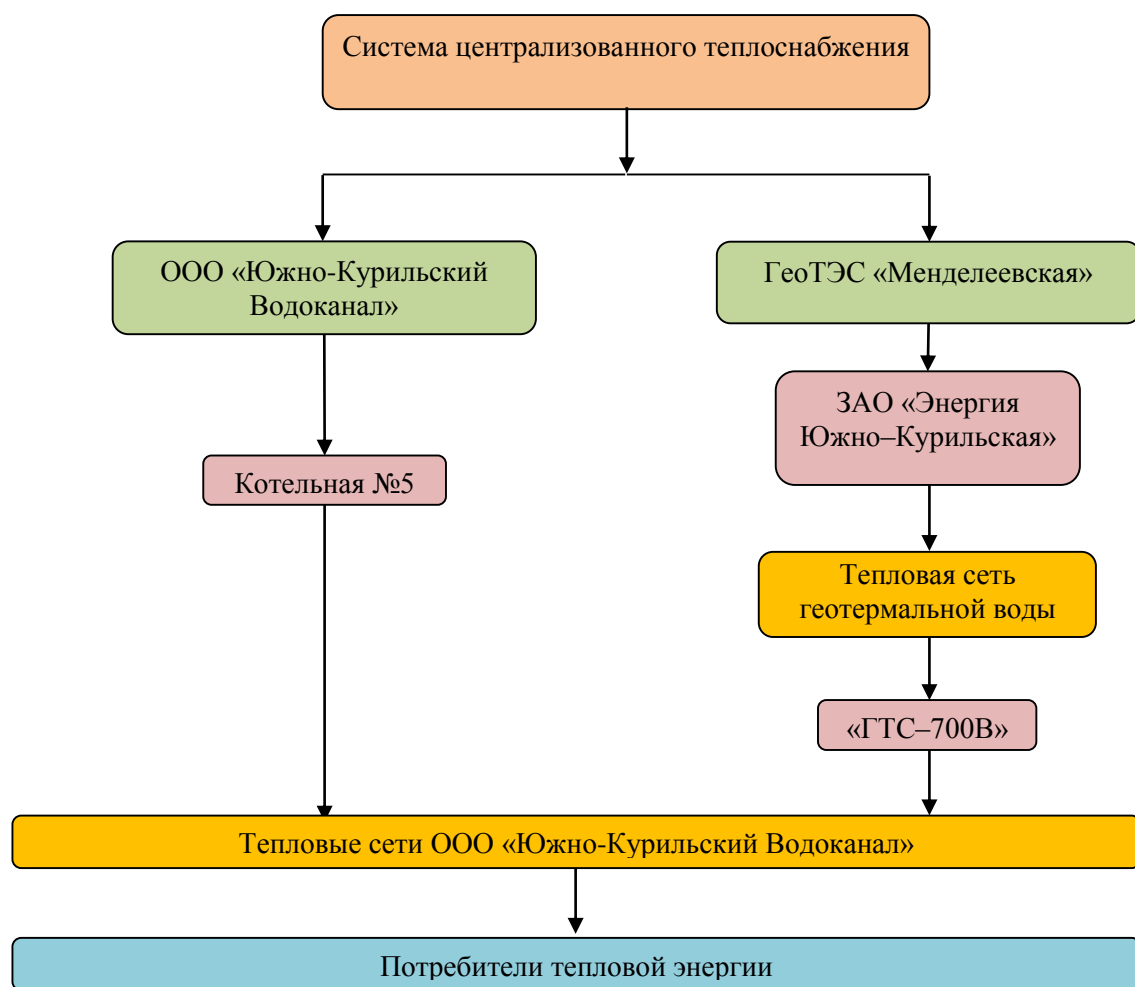
Источниками теплоснабжения населенного пункта служат:

- котельная «Нагорная»;
- котельная «Ключевая»;
- котельная «Строительная».

Все котельные находятся в собственности муниципального образования «Южно–Курильский городской округ» и переданы в эксплуатацию МУП «Шикотанское жилищное управление».

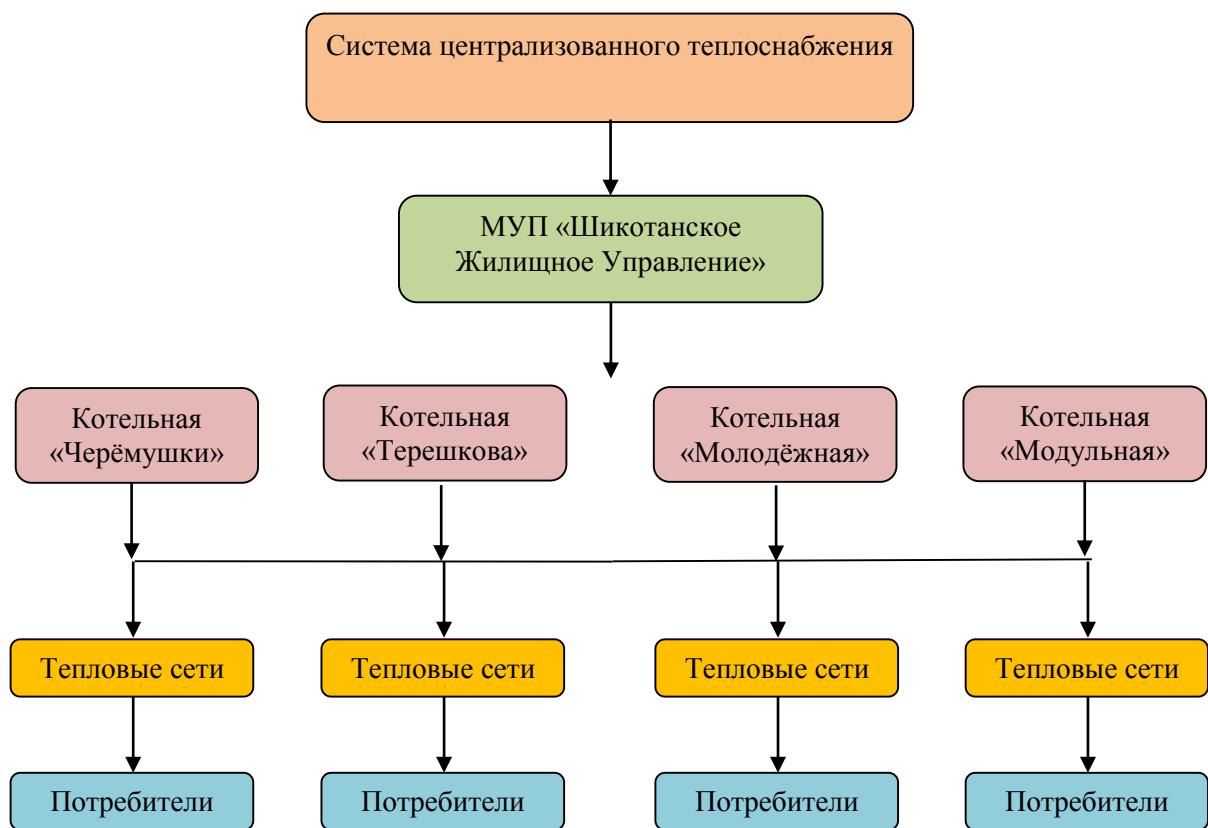
Эксплуатацию тепловых сетей от котельных выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление». Тепловые сети от разных источников тепловой энергии не имеют между собой резервирующих перемычек.

Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения пгт. Южно–Курильск представлена на рисунке 1.



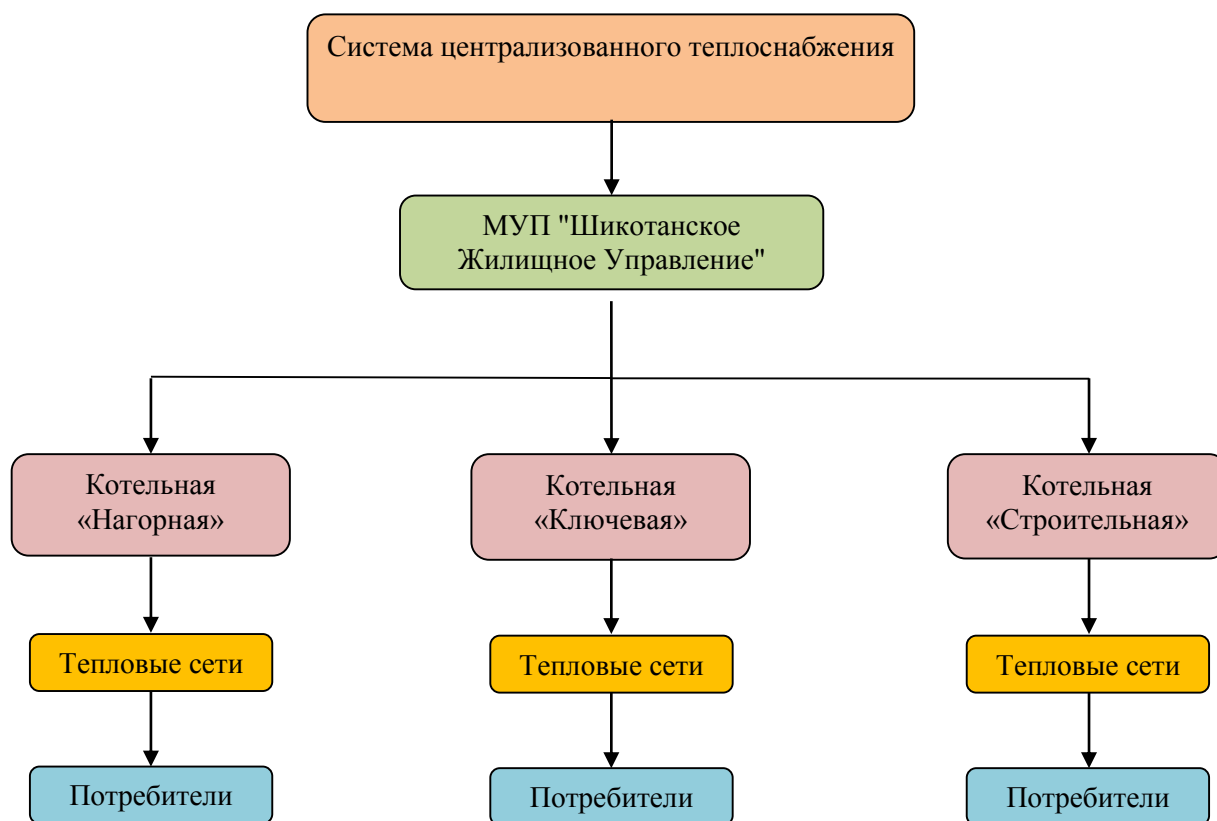
**Рисунок 1. Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения пгт. Южно-Курильск**

Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения с. Малокурильское представлена на рисунке 2.



**Рисунок 2. Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения с. Малокурильское**

Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения с. Крабозаводское представлена на рисунке 3.



**Рисунок 3. Функциональная схема системы централизованного теплоснабжения с. Крабозаводское**

На территории муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» установлен ряд дизельных котельных, полный перечень представлен в таблице ниже.

**Таблица 1. Дизельные котельные на территории «Южно-Курильский городской округ»**

Котельные	Наименование организации	Вид топлива
котельная Менделеево , с. Менделеево	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
Советская 2Б - жилой дом, пгт. Южно-Курильск	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
с. Головинно-СДК	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
с.Дубовое- СДК	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
с. Головинно-ФАП	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
с. Головинно- администрация, ЦБС	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо
Котельная "Модульная", с. Малокурильское, ул. Советская , 22 (производственная база)	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо
котельная "Строительная", с.Крабозаводское, ул.Строительная, 1	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо

## **1.2 Источники тепловой энергии**

### **1.2.1 Источники тепловой энергии о. Кунашир**

#### **1.2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования**

Подача тепла потребителям осуществляется от основного теплового источника - ГТС–700В, расположенного рядом с котельной №5. На ГТС установлены два теплообменника (водоподогревателя) суммарной мощностью до 10000 кВт. Греющей средой для их работы является пароводяная смесь температурой от 95 до 110 °С, подаваемая с термальных скважин на вулкане Менделеева. В дополнение к работе ГТС–700В, как вспомогательный источник тепла – работает котельная №5, на которой установлены 4 твердотопливных котла типа КВМ–1,6ТТ и 4 котла КВМ–2,0ТТ (ст. №№ 1, 3, 5, 7). Тепловая энергия отпускается потребителям только на нужды отопления.

В с. Отрада с 2019 года установлена блочно-модульная котельная. На источнике тепловой энергии установлены 3 твердотопливных котла марки КВМ-1,4 ТТ.

В с. Менделеево расположена бойлерная котельная. Для размещения оборудования котельной используется металлический контейнер. На источнике тепловой энергии установлено два котла Kiturami KSOG–200R.

Геотермальная тепловая станция ГТС–700В расположена в юго–восточной части пгт. Южно–Курильск, рядом с котельной №5. ГеоТЭС «Менделеевская» расположена вблизи п. Горячий Пляж. Здание ТНС-2 построено в центре пгт. Южно–Курильск.

На территории пгт. Южно-Курильск установлено две «БМК». Основной состав оборудования котельных представлен в таблице ниже.



**Таблица 2. Данные о структуре основного оборудования блочно-модульных котельных по ул. Океанской**

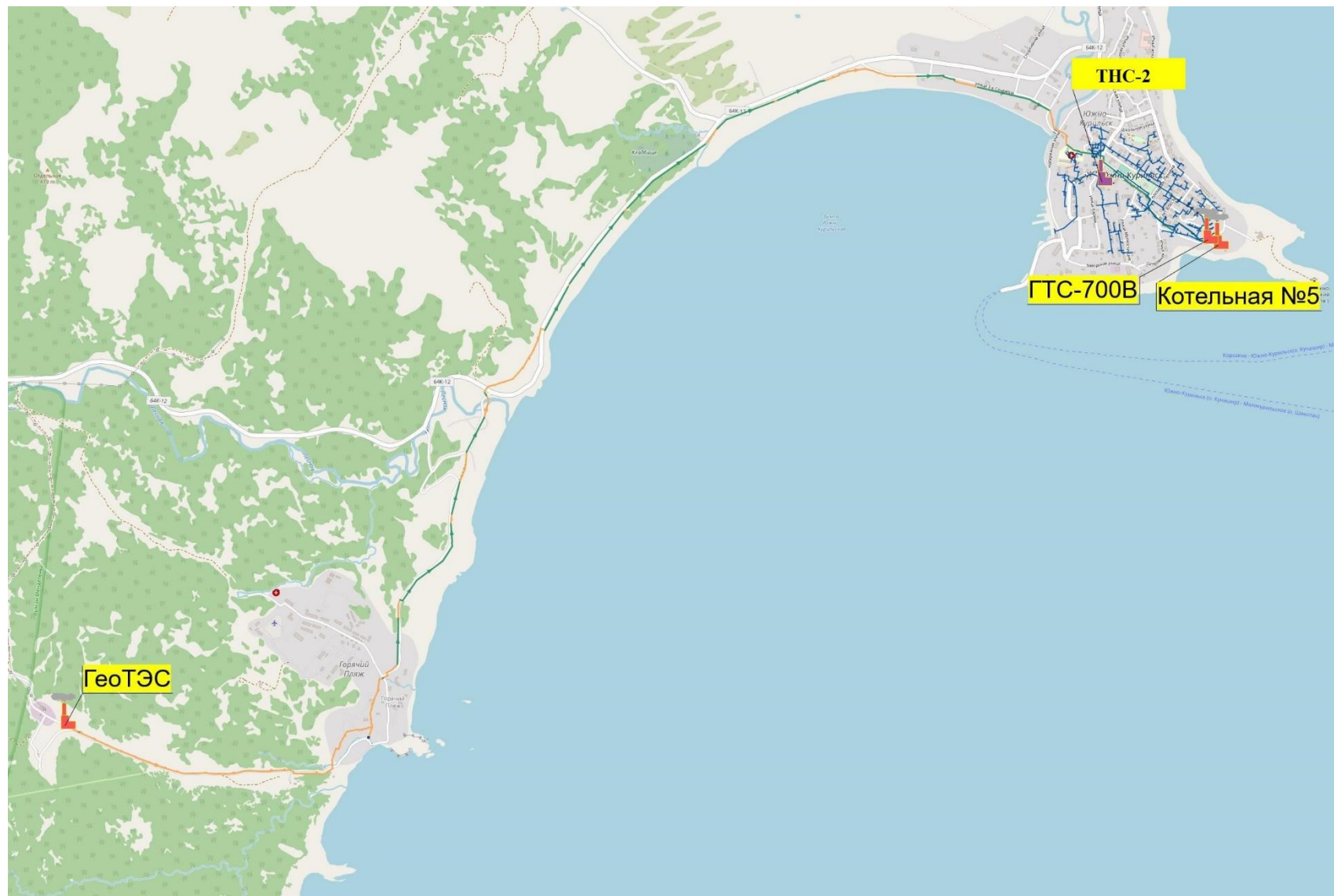
Наименование котельной и расположение	Ведомственная принадлежность	Эксплуатирующая организация	Марка котлов	Количество ед	Мощность котлов, Гкал/ч	Год установки котлов	Установленная мощность котельной, (Гкал/ч)	Вид топлива
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А, пгт. Южно-Курильск	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Logano SK655-250	1	0,215	2018	0,43	дизельное топливо
			Logano SK655-250	1	0,215	2018		
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А, пгт. Южно-Курильск	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Logano SK655-300	1	0,283	2020	0,849	дизельное топливо
			Logano SK655-300	1	0,283	2020		
			Logano SK655-300	1	0,283	2020		

На территории о. Кунашир установлен ряд бойлерных котельных. Состав основного оборудования и установленные мощности представлены в таблице ниже.

**Таблица 3. Данные о структуре основного оборудования бойлерных котельных**

Наименование котельной и расположение	Ведомственная принадлежность	Эксплуатирующая организация	Марка котлов	Количество ед.	Мощность котлов, Гкал/ч	Год установки котлов	Установленная мощность котельной, (Гкал/ч)
котельная Менделеево , с. Менделеево	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	KITURAMI KSOG - 200R	1	0,2	2010	0,4
Советская 2Б - жилой дом, пгт. Южно-Курильск	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Olimpia OLB 500 RP	1	0,05	2017	0,5
с. Головнино-СДК	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Olimpia OLB 500 RP	1	0,05	2011	0,05
с. Дубовое- СДК	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Kiturami TURBO-13R	1	0,012	2012	0,012
с. Головнино-ФАП	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	KITURAMI KSO - 50R	1	0,05	2015	0,05
МБУДО "Детская школа искусств пгт. Южно-Курильск"	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Kiturami Turbo 30	1	0,06	2018	0,12
с. Головнино- администрация, ЦБС	Муниципальная	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Kiturami TURBO-21R	1	0,021	2010	0,021

Расположение источников тепловой энергии о. Кунашир показано на рисунке 4.



**Рисунок 4. Расположение основных источников тепловой энергии**

Данные о структуре основного оборудования ТНС-2 представлены в таблице 4.

**Таблица 4. Данные о структуре основного оборудования ТНС-2**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Насос сетевой	KSB ETL 080–080–160 GG	2	нет данных	Мощность электродвигателя – 11 кВт
Насос сетевой	KSB ETB 100–080–200 GG	2	нет данных	Мощность электродвигателя – 37 кВт

Данные о структуре основного оборудования котельной №5 представлены в таблице 5. Суммарная установленная мощность источника тепловой энергии составляет 12,88 Гкал/ч.

**Таблица 5. Данные о структуре основного оборудования котельной №5**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КВм–1,6ТТ	4	2014	Уст. мощность – 1,5 Гкал/ч
Котел водогрейный	КВм–2,0	4	2020	Уст. мощность – 1,72 Гкал/ч
Дымосос	ДН–8	2	нет данных	Мощность электродвигателя – 11 кВт
Дымосос	ДН–8	2	нет данных	Мощность электродвигателя – 15 кВт
Водоподготовительная установка	ВПУ	2	нет данных	Производительность – 3 м³/ч
Насос сетевой	1Д315–50	2	нет данных	Мощность электродвигателя – 70 кВт
Насос сетевой	1Д530–63	1	нет данных	Мощность электродвигателя – 160 кВт
Насос подпиточный	нет данных	1	нет данных	Мощность электродвигателя – 11 кВт

Данные о структуре основного оборудования котельной с. Отрада представлены в таблице ниже. Суммарная установленная мощность источника тепловой энергии составляет 3,6 Гкал/ч.

**Таблица 6. Данные о структуре основного оборудования котельной с. Отрада**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КВм–1,4	3	2019	Уст. мощность – 3,6 Гкал/ч
Циклон	ЦН15-600х2УП	3		5500 м³/ч
Дымосос	ДН-9	3		15 кВт, 1500 об/мин.
Насос сетевой	Wilo IL 80/200-22/2	4		22 кВт, 2900 об/мин.
Насос подпиточный	Wilo MHIL 505N 3	3		1,1 кВт, 2900 об/мин.
Насос рециркуляционный	IPL 40/130-2.2/2	2		2,2 кВт, 2900 об/мин.

Источником ПВС (пароводяная смесь) является основная геотермальная скважина №202 участка недр «Нижне-Менделеевский». На данный момент резерва тепловой мощности нет. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 8,47 Гкал/час. Причиной нехватки теплоносителя является нецелевое использование оценочно-разведочных скважин №201,202 участка недр «Нижне-Менделеевский», которые не

предназначены для промышленной эксплуатации в работе менделеевской ГеоТЭС при комбинированной выработке тепла и электроэнергии. В настоящее время в эксплуатации находится три скважины - №№ 202 (основная), 101 и 201 (дополнительные). Скважина №103 ликвидирована. Скважина № 101 работает на рельеф. Рабочим проектом бинарной установки Менделеевская ГеоТЭС предусмотрен предварительный подогрев пентана, тепловой энергией от скважин № 101 и 201. На данный момент со скважины № 201 используется тепловая энергия, полученная только от горячей воды, потенциал пара не учитывается. Так как давление скважин разное для совместной работы необходимо произвести балансировку давления, путем монтажа сепараторной установки на скважину № 101. Сепараторная установка ранее использовалась для скважины № 103.

Скважины №№101 и 103 являлись разведочными, дальнейшая их эксплуатация не предусматривалась, их конструкции соответствовали целевому назначению, которое заключалось во вскрытии теплоносителя и возможности его использования в хозяйственных нуждах. Малый диаметр обсадных труб и не совсем удачная установка фильтров (верхний интервал) не способствуют полному использованию энергетического потенциала скважины. По завершении бурения и определения гидроэнергетических характеристик скважины подлежали ликвидации, однако были задействованы в эксплуатации. Последний раз ремонт скважин №101, № 201 выполнялся согласно муниципальному контракту в 2008 г. Работы по объекту «Капитальный ремонт скважин №101 и №201 «Менделеевской ГеоТЭС» выполняло ОАО «Востокгеология». Скважина №101 потеряла энергетический потенциал. Ремонтные работы скважины № 101 в 2008 г. не увеличили производительность скважины, т.к. произошло уменьшение площади проходного сечения эксплуатационной колонны со 128,6 см<sup>2</sup> до 60,8 см<sup>2</sup>, т. е. более, чем в два раза. Ремонт вызван разрывом обсадной колонны Ø146мм, в нее был установлен «вкладыш» Ø102 мм. На данный момент работает на рельеф.

Скважина №201 потеряла энергетический потенциал. Ремонтные работы скважины № 201 в 2008 г. не увеличили производительность скважины. Есть предположение, что потеря энергетического потенциала связана с разрушением цементного камня за обсадной колонной, началось перетекание в продуктивные зоны холодных вод из вышележащих водоносных горизонтов. И как следствие,

уменьшилось устьевое давление и энтальпия теплоносителя. Нуждается в ремонте.

После бурения скважины №101-Д, которая была пройдена с браком, скважины №101 и №201 стали работать хуже. Это связано с подтягиванием холодных вод со скважины №101-Д в продуктивные зоны добычных скважин.

Очередной ремонт скважины производился в 2015 году за счет собственных средств ЗАО «Энергия Южно-Курильская», что улучшило работоспособность.

Скважина №103 Ликвидирована.

Скважина №202 является на сегодня лучшей из имеющегося фонда скважин, техническое состояние удовлетворительное.

Скважина №101-Д в настоящий момент не эксплуатируется.

#### **1.2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Установленная мощность котлов в котельной №5 составляет 12,88 Гкал/ч.

Установленная (проектная) мощность ГТС–700В составляет 17,8 Гкал/ч.

#### **1.2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности**

Данные об ограничении тепловой мощности котельной №5 и «ГТС–700В» не предоставлены, поэтому располагаемая тепловая мощность принимается равной установленной. Установленная мощность котлов в котельной №5 составляет 12,88 Гкал/ч.

В настоящий момент котельная №5 работает на пределе своей тепловой мощности. Утвержденная присоединенная нагрузка источника составляет 10,96 Гкал/ч.

#### **1.2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто**

Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя котельной №5 на собственные и хозяйственные нужды по расчетам эксплуатирующей организации составляет 466,47 Гкал или 3,27% от выработки.

**1.2.1.5      Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса**

Сроки ввода в эксплуатацию оборудования источников теплоснабжения, расположенных на территории о. Кунашир, представлены в таблице 7.

**Таблица 7. Сроки ввода в эксплуатацию оборудования котельных**

№п/п	Наименование котельной	Эксплуатирующая организация	Марка котлов (каждого)	Количество, ед	Мощность котлов, Гкал/час	Год установки котлов (каждого)
1	Котельная №5	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	КВМ– 1,6ТТ	4	6,0	2014
	Котельная №5	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	КВМ– 2,0	4	6,88	2020
2	Котельная с. Отрада	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	КВМ-1,4	3	3,6	2019
3	Котельная Менделеево	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	KITURAMI KSOG – 200R	1	0,2	2010
	Котельная Менделеево	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	KITURAMI KSOG – 200R	1	0,2	2010
4	Советская 2Б – жилой дом	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Olimpia OLB 500 RP	1	0,05	2017
5	с. Головнино – Дом культуры	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Olimpia OLB 500 RP	1	0,05	2011
6	с. Головнино – ЦБС	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Kiturami TURBO–21R	1	0,021	2010
7	МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Kiturami TURBO–30R	2	0,12	2018
8	с. Дубовое – средняя школа	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Olimpia OLB 500 RP	1	0,05	2015
9	с. Головнино – ФАП	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	KITURAMI KSO – 50R	1	0,05	2015
10	с. Дубовое – СДК	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Kiturami TURBO–13R	1	0,012	2012
11	Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	Buderus Logano SK655–300	3	0,849	2020
12	Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А	ООО «Южно-Курильский Водоканал»	<i>Logano SK655-250</i>	2	0,430	2018



#### **1.2.1.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)**

Схема выдачи тепловой мощности от ГеоТЭС устроена таким образом, что обратная сетевая вода из теплофикационной системы через грязевик подается на всас сетевых насосов. Сетевые насосы выдают воду в два параллельно подключенные сетевые подогреватели. В работе находятся три сетевых насоса, а четвертый является резервным и автоматически вступает в работу в случае останова одного из работающих насосов.

При необходимости отключения одного из подогревателей по сетевой воде имеются:

- клапан на перемычке подачи обратной сетевой воды на ПСВ;
- клапаны на выходе сетевой воды из ПСВ1 и ПСВ2;

Подача прямой сетевой воды потребителю осуществляется по трубопроводу, на котором установлены измерительные диафрагмы для расходомеров и регулирующий клапан регулятора «Теплар Ш». На этом же трубопроводе установлен настроечный дроссель, который ограничивает расход воды теплофикационному потребителю в случае полного открытия регулирующего клапана регулятора «Теплар» в случае выхода из действия одного из насосов.

Геотермальная вода подается на сетевые подогреватели через дистанционно–управляемые клапаны. Эти клапаны могут быть использованы как для отключения, так и для регулирования подачи геотермальной воды на подогреватели. На общем трубопроводе подачи геотермальной воды на подогреватели установлен регулирующий клапан регулятора.

На сливе геотермальной воды из ПСВ установлены дистанционно–управляемые клапаны, обеспечивающие возможность отключения подогревателей по геотермальной воде.

#### **1.2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

Отпуск тепловой энергии от котельной №5 осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного

воздуха по температурному графику 95–70 °С.

Отпуск тепловой энергии от «ГТС–700В» осуществляется по тепловым сетям от котельной №5, насосное оборудование которой используется для перекачки теплоносителя. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95–70°С.

#### **1.2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования**

Котельная №5 работает только в отопительный период, суммарное время работы котельной за год составляет 6048 часов. Сведения о времени работы котельной №5 представлены в таблице 8.

**Таблица 8. Сведения о времени работы котельной №5**

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	–	744
Февраль	681,6	–	681,6
Март	744	–	744
Апрель	720	–	720
Май	744	–	744
Июнь	206	–	206
Июль	0	–	0
Август	0	–	0
Сентябрь	0	–	0
Октябрь	744	–	744
Ноябрь	720	–	720
Декабрь	744	–	744
Среднегодовые значения	6048	0,0	6048

#### **1.2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

На котельной №5 установлен узел учета тепловой энергии (общий учет, учет работы теплообменников, учет подпитки).

#### **1.2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Согласно статистике отказов и восстановлений оборудования, на источнике №5 за ретроспективные 5 лет была получена информация о пожаре на источнике в декабре 2019 г.

#### **1.2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии пгт. Южно–Курильск отсутствуют.

#### **1.2.1.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Данные о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №5 и «ГТС–700В» не предоставлены.

### 1.2.2 Источники тепловой энергии с. Малокурильское

Котельная «Черемушки» расположена в северной части с. Малокурильское. Котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей ул. Черемушки и ул. Нагорная.

Котельная «Терешкова» расположена в центральной части с. Малокурильское. Котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей ул. Терешкова, ул. 50 лет СССР, ул. Октябрьская.

Котельная «Молодёжная» расположена в южной части с. Малокурильское. Котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей ул. Молодежная, ул. Спортивная, ул. Гренада.

Котельная «Модульная» расположена в южной части с. Малокурильское. Котельная обеспечивает тепловой энергией здание администрации с. Малокурильское.

#### 1.2.2.1 Структура основного оборудования

Данные о структуре основного оборудования котельной «Черемушки» представлены в таблице 9. Суммарная установленная мощность источника тепловой энергии составляет 2,225 Гкал/ч.

**Таблица 9. Данные о структуре основного оборудования котельной «Черемушки»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КСВм-1,25	1	2013	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВм-1,33	1	2014	Уст. мощность – 1,15 Гкал/ч
Дымосос	ДН-9	1	2020	4,2 кВт, 1000 об/мин
Дымосос	ДН-6,3	1	н/д	5,5 кВт, 1500 об/мин
Циркуляционный насос	IL50/210-11/2	1	2020	2920 об/мин
Циркуляционный насос	IP 480M 38/197	1	2003	2925 об/мин

На котельной установлены водоподготовительные установки.

Данные о структуре основного оборудования котельной «Терешкова» представлены в таблице 10. Суммарная установленная тепловая мощность источника составляет 3,75 Гкал/ч.

**Таблица 10. Данные о структуре основного оборудования котельной «Терешкова»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КВм-1,28	1	2016	Уст. мощность – 1,10 Гкал/ч
Котел водогрейный	КВм-1,63	1	2020	Уст. мощность – 1,40 Гкал/ч
Котел водогрейный	КВм-1,45	1	2017	Уст. мощность – 1,25 Гкал/ч
Дымосос	Дн-9 левый	1	2013	11 кВт, 1000 об/мин
Циркуляционный насос	IL50/210-11/2	1	2020	2920 об/мин
Циркуляционный насос	1K 150-253/5Y31	1	1997	2950 об/мин

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Циркуляционный насос	КМ 80-50-200	2	2007	2900 об/мин

На котельной установлены водоподготовительные установки.

Данные о структуре основного оборудования котельной «Молодёжная» представлены в таблице 11. Суммарная установленная тепловая мощность источника составляет 3,50 Гкал/ч.

**Таблица 11. Данные о структуре основного оборудования котельной «Молодёжная»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КСВм-1,45	1	2017	Уст. мощность – 1,25 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВм-1,33	1	2021	Уст. мощность – 1,15 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВм-1,28	1	2016	Уст. мощность – 1,1 Гкал/ч
Дымосос	Дн-10 правый	1	2020	7,1 кВт, 1000 об/мин
Циркуляционный насос	IL50/210-11/2	1	2018	2900 об/мин
Циркуляционный насос	IL50/210-11/2	1	2018	2900 об/мин
Циркуляционный насос	IL50/210-11/2	1	2020	2920 об/мин

На котельной установлены водоподготовительные установки.

Данные о структуре основного оборудования котельной «Модульная» представлены в таблице 12. Установленная мощность источника 0,05 Гкал/ч.

**Таблица 12. Данные о структуре основного оборудования котельной «Модульная»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	Kiturami KSO-50	1	2019	Уст. мощность – 0,05 Гкал/ч
Насос циркуляционный	нет данных	1	нет данных	нет данных

#### **1.2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Установленная мощность котлов в котельной «Черемушки» составляет 2,225 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Терешкова» составляет 3,75 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Молодёжная» составляет 3,5 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Модульная» составляет 0,05 Гкал/ч.

### 1.2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Располагаемая тепловая мощность принимается равной установленной.

### 1.2.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Значения потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, а также значения тепловой мощности нетто приведены в таблице 13.

**Таблица 13. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Наименование показателей	Ед. измерения	с. Малокурильское			
		Черемушки	Терешкова	Молодежная	Модульная
Установленная мощность	Гкал/ч	2,23	3,75	3,50	0,21
Потребление на собственные нужды	Гкал	165,107	103,912	166,55	2,44
	Гкал/ч	0,051	0,032	0,052	0,001
Мощность «нетто»	Гкал/ч	2,174	3,718	3,448	0,049

### 1.2.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования с. Малокурильское приведены в таблице 14.

**Таблица 14. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Наименование источника	Тип котлов	Количество	Год ввода в эксплуатацию
Котельная Черёмушки	КВСм-1,25 ТТ	1	2013
	КВм-1,33	1	2014
Котельная Терешкова	КВм-1,28	1	2016
	КВСм-1,63	1	2020
	КВм-1,45	1	2017
Котельная Молодёжная	КВм-1,28	1	2016
	КВм-1,33	1	2021
	КВм-1,45 ТТ	1	2017
Котельная Модульная	Kiturami KSO-50	1	2019

### 1.2.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На территории с. Малокурильское отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

### 1.2.2.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепловой энергии от котельной «Черемушки» осуществляется в виде

горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95/70 °С.

Отпуск тепловой энергии от котельной «Терешкова» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95/70 °С.

Отпуск тепловой энергии от котельной «Молодежная» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 85–65°С.

Отпуск тепловой энергии от котельной «Модульная» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95–70°С.

#### **1.2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования**

Источники тепловой энергии с. Малокурильского работают только в отопительный период, суммарное время работы каждого источника, за год, составляет 6288 часов. Сведения о времени работы источников тепловой энергии представлены в таблице 15.

**Таблица 15. Сведения о времени работы котельных с. Малокурильское**

Период	Наработка, ч			
Котельная Черёмушки				
Котел	КВм-1,25	КВм-1,33		
Январь	744	744		
Февраль	672	672		
Март	744	744		
Апрель	720	720		
Май		744		
Июнь		360		
Июль				
Август				

Период	Наработка, ч			
Сентябрь				
Октябрь		408		
Ноябрь	720	720		
Декабрь	744	744		
Итого:				
<b>Котельная Терешкова</b>				
<b>Котел</b>	<b>КВм-1,28</b>	<b>КВм-1,33</b>	<b>КВм-1,45</b>	<b>КВм-1,63</b>
Январь	744	744		-
Февраль	576	672	94	-
Март		744		-
Апрель		720		-
Май		744		-
Июнь		360		-
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь		-		408
Ноябрь		-		720
Декабрь		-		744
Итого:				
<b>Котельная Молодёжная</b>				
<b>Котел</b>	<b>КВм-1,28</b>	<b>КВм-1,33</b>	<b>КВм-1,45</b>	
Январь		744	740	
Февраль		670	672	
Март		744	735	
Апрель		360	720	
Май			741	
Июнь			360	
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь		400	398	
Ноябрь		720	720	
Декабрь		744	744	
Итого:				
<b>Котельная Модульная</b>				
<b>Котел</b>	<b>Kiturami KSO-50</b>			
Январь	742			
Февраль	696			
Март	739			
Апрель	720			
Май	733			
Июнь	360			
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь	402			
Ноябрь	713			
Декабрь	744			



Период	Наработка, ч			
Итого:				

#### **1.2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

На всех источниках тепловой энергии установлены приборы учета тепловой энергии.

#### **1.2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Данные по статистике отказов и восстановлений оборудования котельных «Черемушки», «Терешкова», «Молодежная» и «Модульная» не предоставлены.

#### **1.2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.**

Данные о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных «Черемушки», «Терешкова», «Молодежная» и «Модульная» не предоставлены.

#### **1.2.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

### 1.2.3 Источники тепловой энергии с. Крабозаводское

Котельная «Нагорная» расположена в западной части с. Крабозаводское. Котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей ул. Нагорная.

Котельная «Ключевая» расположена в восточной части с. Крабозаводское. Котельная обеспечивает тепловой энергией потребителей ул. Ключевая, ул. 5-е Октября, ул. Чурикова, ул. Комсомольская.

Котельная «Строительная» расположена в западной части с. Крабозаводское. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилой дом по ул. Строительная, 1.

#### 1.2.3.1 Структура основного оборудования

Данные о структуре основного оборудования котельной «Нагорная» представлены в таблице 16.

**Таблица 16. Данные о структуре основного оборудования котельной «Нагорная»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КСВ-1,25 «ВК-3»	1	2010	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВ-1,25 «ВК-3»	1	2012	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Циркуляционный насос	К-100-65-200	1	2003	18 кВт, 3000 об/мин
Подпиточный насос	ЦВК – 4/112	1	2004	18 кВт, 3000 об/мин
Дымосос	ДН-9 – правый	1	2013	11 кВт, 1000 об/мин
Дымосос	ДН-9 – левый	1	2019	4 кВт, 1500 об/мин

На котельной установлены водоподготовительные установки.

Данные о структуре основного оборудования котельной «Ключевая» представлены в таблице 17.

**Таблица 17. Данные о структуре основного оборудования котельной «Ключевая»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	КВм-1,25-95ШП	1	2019	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВ-1,25 «ВК-3»	1	2021	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Котел водогрейный	КВм-1,45-95	1	2019	Уст. мощность – 1,25 Гкал/ч
Котел водогрейный	КСВ-1,25 «ТТ»	1	2014	Уст. мощность – 1,075 Гкал/ч
Дымосос	ДН-9 левый	2	нет данных	11 кВт, 1000 об/мин
Дымосос	ДН-9 правый	2	нет данных	11 кВт, 1000 об/мин
Дымосос	ДН-9-1500 левый	1	2019	15 кВт, 1500 об/мин
Подпиточный насос	ЦНС – 13-70	1	2006	18 кВт, 3000 об/мин
Циркуляционный насос	К-100-65-200	3	2006	18кВт, 3000 об/мин

На котельной установлены водоподготовительные установки.

Данные о структуре основного оборудования котельной «Строительная» представлены в таблице 18.

**Таблица 18. Данные о структуре основного оборудования котельной «Строительная»**

Наименование оборудования	Марка оборудования	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Технические характеристики
Котел водогрейный	Олимпия OLB – 1500 RDR	2	2012	150000 к/калл. ГВС 120000 к/калл
Насос циркуляционный	Wilo PH-251E	1	2012	Мощность электродвигателя – 0,52 кВт

Котельная ДК «Утро Родины»: Жидкотопливный котел – 1 шт. (ввод в эксплуатацию – 2006г.), Олимпия OLB – 1000 RDR. 100 000 к/калл.

Котельная «Администрация»: Жидкотопливный котел – 1 шт. (ввод в эксплуатацию – 2006г.), Олимпия OLB – 1000 RDR. 100 000 к/калл.

### **1.2.3.2 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки**

Установленная мощность котлов в котельной «Нагорная» составляет 2,15 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Ключевая» составляет 4,472 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Строительная» составляет 0,27 Гкал/ч.

Установленная мощность котлов в котельной «Администрация» составляет 0,1 Гкал/ч

Установленная мощность котлов в котельной «Утро Родины» составляет 0,1 Гкал/ч.

### **1.2.3.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Данные об ограничении тепловой мощности ни по одному из источников тепловой энергии с. Крабовозовское не предоставлены. Располагаемая тепловая мощность принимается равной установленной.

### **1.2.3.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя котельной «Нагорная» на собственные и хозяйственные нужды по расчетам эксплуатирующей организации составляет 3,1% от выработки.

Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя котельной «Ключевая» на собственные и хозяйственные нужды по расчетам эксплуатирующей организации

составляет 2,9% от выработки.

### **1.2.3.5 Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования с. Крабозаводское приведены в таблице 19.

**Таблица 19. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования**

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Год ввода в эксплуатацию
Котельная "Нагорная". С.Крабозаводское, ул.Нагорная	КСВ-1,25 "БК-3", 1 шт.	2012
	КСВ-1,25 "БК-3", 1 шт.	2010
Котельная "Ключевая". С.Крабозаводское, ул.Ключевая	КВМ-1,25-1 шт.	2019
	КСВ-1,25 "БК-3"-1 шт.	2021
	КВМ-1,45 1 шт.	2019
	КВСм-1,25 "ТТ" -1 шт.	2014
Котельная "Строительная", с.Крабозаводское, ул.Строительная,1	Олимпия OLB-1500 RDR, 2 шт.	2012

### **1.2.3.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок**

На территории с. Крабозаводское отсутствуют источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

### **1.2.3.7 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

Отпуск тепловой энергии от котельной «Нагорная» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95–70 °С.

Отпуск тепловой энергии от котельной «Ключевая» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95–70 °С.

Отпуск тепловой энергии от котельной «Строительная» осуществляется в виде горячей воды по двухтрубным тепловым сетям. Регулирование отпуска тепловой энергии производится качественным способом в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику 95–70 °С.

### 1.2.3.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о времени работы источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

**Таблица 20. Сведения о времени работы котельных с. Малокурильское (Среднегодовая загрузка оборудования)**

Период	Наработка, ч			
Котельная Нагорная				
Котел	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	733	10		
Февраль	652	18		
Март	735	5		
Апрель	705	15		
Май	744			
Июнь	360			
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь	386	22		
Ноябрь	709	11		
Декабрь	744			
Итого:	5768	81		
Котельная Ключевая				
Котел	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	744		729	13
Февраль	668	8	672	
Март	744		734	10
Апрель	710	10	720	
Май	720	24	744	
Июнь	360		360	
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь	384	24	400	8
Ноябрь	720		720	
Декабрь	734	10	708	36
Итого:	5784	76	5787	67
Котельная Строительная				
Котел	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	744			
Февраль	672			
Март	744			
Апрель	720			
Май	744			
Июнь	360			
Июль				
Август				
Сентябрь				

Период	Наработка, ч			
Октябрь	408			
Ноябрь	720			
Декабрь	744			
Итого:	5856			
<b>Котельная Администрация</b>				
<b>Котел</b>	<b>Котел №1</b>	<b>Котел №2</b>	<b>Котел №3</b>	<b>Котел №4</b>
Январь	742			
Февраль	688			
Март	742			
Апрель	720			
Май	744			
Июнь	360			
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь	404			
Ноябрь	717			
Декабрь	736			
Итого:	5853			
<b>Котельная ДК Утро Родины"</b>				
<b>Котел</b>	<b>Котел №1</b>	<b>Котел №2</b>	<b>Котел №3</b>	<b>Котел №4</b>
Январь	740			
Февраль	683			
Март	742			
Апрель	719			
Май	744			
Июнь	360			
Июль				
Август				
Сентябрь				
Октябрь	40			
Ноябрь	710			
Декабрь	738			
Итого:	5476			

### 1.2.3.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На всех котельных установлены приборы учета тепловой энергии.

### 1.2.3.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по статистике отказов и восстановлений оборудования котельных «Нагорная», «Ключевая» и «Строительная» не предоставлены.

**1.2.3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

**1.2.3.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

### **1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

#### **1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения**

Тепловые сети от котельной №5 обеспечивают тепловой энергией на нужды отопления потребителей проспекта Курильский, проезда Садовый, квартала Юбилейный, квартала Ильичева, ул. 60 лет ВЛКСМ, ул. Морская, ул. Дружбы, ул. 5 Октября, ул. Строителей, ул. Гнечко, ул. Океанская, квартала Рыбников, ул. Мира, ул. Гнечко, ул. Метеостанция.

Подача теплоносителя от котельной №5 осуществляется по двум выводам: по одному выводу тепловая энергия передается потребителям, питающимся непосредственно от тепловых сетей котельной №5, по второму теплоноситель передается на насосную станцию ТНС-2, откуда далее передается потребителям.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Трубопровод пароводяной смеси (ПВС) обеспечивает тепловой энергией потребителей пгт. Южно-Курильск. Тепловая энергия в виде пароводяной смеси поступает от ГеоТЭС «Менделеевская» на теплообменные аппараты ГТС-700В, гидравлически-связанные с системой теплоснабжения пгт. Южно-Курильск. В результате работы теплообменных аппаратов, тепловая энергия пароводяной смеси передается в водяные тепловые сети системы теплоснабжения поселка и далее расходуется на нужды отопления потребителей. Возврат греющей среды не предусмотрен: после выхода из теплообменных аппаратов, пароводяная смесь сливается в море.

Трубопровод ПВС характеризуется следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – пароводяные;
- по конфигурации – магистральные, однострунные.

Техническое состояние трубопровода ПВС:

- по результатам визуального контроля: отсутствие тепловой изоляции на 10% протяженности трубопровода, разрушение защитного слоя из оцинкованной стали вследствие коррозии;



- коррозия на отдельных участках трубопровода, наличие отдельных язвин глубиной до 0,5 мм и диаметром до 5,0 мм, а также коррозия металлоконструкций опор;

- на внутренней поверхности трубы выявлены твердые отложения толщиной до 30 мм, язвенная коррозия глубиной до 1,0 мм и диаметром до 10 мм;

- по результатам ультразвукового контроля, качество сварных соединений трубопровода – неудовлетворительное: форма и размеры сварных швов не соответствуют требованиям НТД – неравномерная чешуйчатость, подрезы, наплывы, брызги металла, свищи;

- по результатам ультразвуковой толщинометрии, утонение металлоконструкции трубопровода достигает 6,0%;

- в местах прохода трубопровода над автомобильными дорогами высота опорной конструкции недостаточна, вследствие чего имели место повреждения трубопровода автомобильным транспортом;

- часть участков трубопровода ПВС выполнена подземным способом прокладки, что усложняет диагностику и обслуживание;

Также необходимо отметить, что в связи с проведением реконструкции и вводом в 2019 г. в эксплуатацию бинарной энергетической установки на ГеоТЭС «Менделеевская», в качестве теплоносителя, подаваемого по трубопроводу ПВС в дальнейшем вместо пароводяной смеси будет использоваться горячая вода.

Срок службы трубопровода ПВС составляет более 10 лет. Техническое состояние трубопровода неудовлетворительное, по выявленным показателям оборудование находится в предаварийном состоянии. Дальнейшая эксплуатация оборудования опасна и может привести к аварии.

Для дальнейшей эксплуатации трубопровода ПВС необходимо обеспечить следующие условия:

- достаточную надежность конструкций для исключения повреждений участков трубопровода и опорных конструкций;

- достижение уровня тепловых потерь не выше нормативных;

- оптимальный гидравлический режим с учетом параметров теплоносителя;

- возможность доступа для обслуживания участков трубопровода и арматуры по всей его протяженности.

Для достижения работоспособного состояния трубопровода ПВС, а также

оптимального режима передачи тепловой энергии, необходимо выполнить его перекладку с изменением трассировки.

Тепловые сети от котельной «Черемушки» обеспечивают тепловой энергией потребителей ул. Черемушки и ул. Нагорная.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется по четырем выводам.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Тепловые сети от котельной «Терешкова» обеспечивают тепловой энергией потребителей ул. Терешкова, ул. 50 лет СССР, ул. Октябрьская.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется по трем выводам.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Тепловые сети от котельной «Молодёжная» обеспечивают тепловой энергией потребителей ул. Молодежная, ул. Спортивная, ул. Гренада.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется по двум выводам.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Тепловые сети от котельной «Модульная» обеспечивают тепловой энергией здание администрации с. Малокурильское.

Сведения о тепловых сетях от котельной «Модульная» не предоставлены.

Тепловые сети от котельной «Нагорная» обеспечивают тепловой энергией потребителей ул. Нагорная.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется по двум выводам.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Тепловые сети от котельной «Ключевая» обеспечивают тепловой энергией потребителей ул. Ключевая, ул. 5-е Октября, ул. Чурикова, ул. Комсомольская.

Подача теплоносителя потребителям осуществляется по четырем выводам.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

Тепловые сети от котельной «Строительная» обеспечивают тепловой энергией жилой дом по ул. Строительная, 1.

Тепловые сети характеризуются следующими параметрами:

- по транспортируемому теплоносителю – водяные;
- по способу использования теплоносителя – закрытые;
- по конфигурации – лучевые, двухтрубные.

#### **1.3.1.1 Трубопровод пароводяной смеси**

Протяженность трубопровода пароводяной смеси от ГеоТЭС «Менделеевская» до теплообменных аппаратов ГТС-700В в однострубно́м исполнении составляет 11,7 км.

#### **1.3.1.2 Пгт. Южно–Курильск**

Протяженность тепловых сетей от котельной №5 в двухтрубной прокладке составляет 23,604 км.

#### **1.3.1.3 С. Малокурильское**

Протяженность тепловых сетей от котельной «Черемушки» в двухтрубном исчислении составляет 1,434 км.

Протяженность тепловых сетей от котельной «Терешкова» в двухтрубном исчислении составляет 1,666 км.

Протяженность тепловых сетей от котельной «Молодёжная» в двухтрубном исчислении составляет 3,658 км.

Протяженность тепловых сетей от котельной «Модульная» в двухтрубном исчислении составляет 0,026 км.

#### **1.3.1.4 С. Крабозаводское**

Протяженность тепловых сетей от котельной «Нагорная» в двухтрубном

исчислении составляет 1,258 км.

Протяженность тепловых сетей от котельной «Ключевая» в однострубно́м исчислении составляет 5,068 км.

Протяженность тепловых сетей от котельной «Строительная» в двухтрубно́м исчислении составляет 0,02 км.

### **1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии представлены в Приложении 1.

### **1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

#### **1.3.1.5 пгт. Южно–Курильск**

Параметры тепловых сетей системы теплоснабжения пгт. Южно–Курильска представлены в таблице 21.

**Таблица 21. Параметры тепловых сетей пгт. Южно–Курильск**

<b>Внутренний диаметр трубопроводов на участке D<sub>вн</sub>, мм</b>	<b>Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L</b>	<b>Удельный объем, м3/км</b>	<b>Объем участка , м3</b>	<b>Время работы участка за отопительный период, час</b>	<b>Т/изоляционный материал</b>	<b>Тип прокладки</b>
250	618	53	65,51	6048	мин.вата	непрох.каналы
<b>Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 1990 по 1997 г. включительно</b>						
50	770	2	3,08	6048	мин.вата	непрох.каналы
125	52	12	1,25	6048	мин.вата	непрох.каналы
150	208	18	7,49	6048	мин.вата	непрох.каналы
<b>Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 г.</b>						
50	1110	2	4,44	6048	мин.вата	непрох.каналы
80	104	5,3	1,10	6048	мин.вата	непрох.каналы
100	542	8	8,67	6048	мин.вата	непрох.каналы
150	570	18	20,52	6048	мин.вата	непрох.каналы
<b>Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 г.</b>						
300	528	75	79,20	6048	ППУ	бесканальный
250	2590	53	274,54	6048	ППУ	бесканальный
200	1330	34	90,44	6048	ППУ	бесканальный
150	3098	18	111,53	6048	ППУ	бесканальный
100	3288	8	52,61	6048	ППУ	бесканальный
80	454	8	7,26	6048	ППУ	бесканальный
50	2356	18	84,82	6048	ППУ	бесканальный
150	486	18	17,50	6048	мин.вата	на открытом воздухе
80	280	5,3	2,97	6048	мин.вата	на открытом воздухе
50	2194	2	8,78	6048	мин.вата	на открытом воздухе
40	250	1,3	0,65	6048	мин.вата	на открытом воздухе
100	354	8	5,66	6048	мин.вата	на открытом воздухе
250	526	53	55,76	6048	мин.вата	на открытом воздухе
150	250	18	9,00	6048	мин.вата	на открытом воздухе
125	120	12	2,88	6048	мин.вата	на открытом воздухе
100	1126	8	18,02	6048	мин.вата	на открытом воздухе
80	400	5,3	4,24	6048	мин.вата	на открытом воздухе

### 1.3.1.6 с. Малокурильское

#### Котельная «Черемушки»

Расчет материальной характеристики тепловой сети представлен в таблице 22.

**Таблица 22. Расчет материальной характеристики тепловой сети от котельной «Черемушки»**

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода L, м	Протяженность обратного трубопровода L, м	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
<b>Котельная Черёмушки</b>								
Котельная - Теплотрасса	160	160	159	159	СТД	НЗМ	1989	50,88
Теплотрасса 1 - Теплотрасса 1	230	230	108	108	СТД	НЗМ	2011	49,68
Котельная - Теплотрасса 2	235	235	108	108	СТД	НЗМ	2014	50,76
Теплотрасса 3 - Теплотрасса 3	120	120	108	108	СТД	НЗМ	2003	25,92
Котельная - Нагорная 9	58	58	57	57	СТД	НЗМ	1987	6,612
Котельная - Нагорная 2	52	52	57	57	СТД	НЗМ	1982	5,928
Котельная - Нагорная 4	70	70	57	57	СТД	НЗМ	1983	7,98
Котельная - Нагорная 6	78	78	89	89	СТД	НЗМ	1984	13,884
Котельная - Черёмушки 16	70	70	57	57	СТД	НЗМ	1991	7,98
Теплотрасса 2 - Черёмушки 13	20	20	57	57	СТД	НЗМ	1989	2,28
Теплотрасса 1 - Черёмушки 1	52	52	57	57	СТД	НЗМ	1978	5,928
Теплотрасса 2 - Черёмушки 14	20	20	57	57	СТД	НЗМ	1991	2,28
Теплотрасса 2 - Черёмушки 10	8	8	57	57	СТД	НЗМ	1987	0,912
Теплотрасса 3 - Черёмушки 8	10	10	57	57	СТД	НЗМ	1988	1,14
Теплотрасса 3 - Черёмушки 6	100	100	57	57	СТД	НЗМ	1988	11,4
Теплотрасса 3 - Черёмушки 6А	6	6	57	57	СТД	НЗМ	1992	0,684
Теплотрасса 2 - Черёмушки 12А	70	70	57	57	СТД	НЗМ	1994	7,98
Теплотрасса 1 - Черёмушки 11	30	30	57	57	СТД	НЗМ	1986	3,42
Теплотрасса 1 - Черёмушки 9	15	15	57	57	СТД	НЗМ	1985	1,71
Теплотрасса 1 - Черёмушки 7	15	15	57	57	СТД	НЗМ	1979	1,71
Теплотрасса 1 - Черёмушки 5	15	15	57	57	СТД	НЗМ	1979	1,71

Согласно данным эксплуатирующей организации расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельной «Черемушки», включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии, составляют 459,84 Гкал/год.

## Котельная «Терешкова»

Расчет материальной характеристики тепловой сети представлен в таблице 23.

**Таблица 23. Расчет материальной характеристики тепловой сети от котельной «Терешкова»**

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода <b>L, м</b>	Протяженность обратного трубопровода <b>L, м</b>	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Мат. хар-ка, м <sup>2</sup>
<b>Котельная Терешкова</b>								
ТК - ТК	110	110	57	57	СТД	КАН	2015	12,54
Садик-Школа - Терешкова 5	153	153	89	89	СТД	КАН	2017	27,234
ТК - Детский сад	30	30	108	108	СТД	КАН	2012	6,48
ТК - СОШ	90	90	108	108	СТД	КАН	2012	19,44
Д/с "Островок" наружные сети	72	72	108	108	СТД	КАН	2018	15,552
СОК - 50 лет СССР	380	380	133	133	СТД	КАН	2016	101,08
Котельная - ТК	100	100	159	159	СТД	КАН	2015	31,8
Котельная - Терешкова 13	65	65	57	57	СТД	НЗМ	1969	7,41
Котельная - Терешкова 20	45	45	57	57	СТД	НЗМ	1969	5,13
СОШ - 50 лет СССР 15	23	23	57	57	СТД	НЗМ	1972	2,622
50 лет СССР 15 - 50 лет СССР 42	13	13	57	57	СТД	НЗМ	1973	1,482
СОШ - 50 лет СССР 13	58	58	57	57	СТД	НЗМ	1975	6,612
ТК - Терешкова 2	12	12	57	57	СТД	НЗМ	1976	1,368
СОШ - СОШ корпус 1	39	39	57	57	СТД	НЗМ	1989	4,446
СОШ - СОШ библиотека	39	39	57	57	СТД	НЗМ	1989	4,446
СОШ - СОШ корпус 2	36	36	57	57	СТД	НЗМ	1989	4,104
50 лет СССР 42 - 50 лет СССР д.1,3	130	130	57	57	СТД	НЗМ	2013	14,82
Котельная - Октябрьская 10	155	155	89	89	СТД	НЗМ	1978	27,59
СОШ - СОШ корпус 3	82	82	89	89	СТД	НЗМ	1989	14,596
СОШ - СОШ	9	9	108	108	СТД	НЗМ	1989	1,944
50 лет СССР 42 - 50 лет СССР 42	25	25	108	108	СТД	НЗМ	2013	5,4

Для компенсации теплового расширения трубопроводов используются П-образные компенсаторы и самокомпенсация за счет углов поворота трассы.

Согласно данным эксплуатирующей организации расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельной «Терешкова», включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии, составляют 278,03 Гкал/год.

## Котельная «Молодёжная»

Расчет материальной характеристики тепловой сети представлен в таблице 24.

**Таблица 24. Расчет материальной характеристики тепловой сети от котельной «Молодёжная»**

Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода <b>L, м</b>	Протяженность обратного трубопровода <b>L, м</b>	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Мат. Хар-ка, м <sup>2</sup>
<b>Котельная Молодёжная</b>								
ул. Студенческая 10 - ул. Студенческая 12	25	25	159	159	ППУ	БКН	2018	8,0
ул. Студенческая 12 - ул. Студенческая 14,16	50	50	159	159	ППУ	БКН	2018	15,9
Котельная - ул. Студенческая 10	89	89	159	159	ППУ	КАН	2018	28,3
ул. Гренада 5-2	18	18	25	25	СТД	НЗМ	2012	0,9
ул. Гренада 6-1	13	13	25	25	СТД	НЗМ	2012	0,7
ул. Гренада 9-4	12	12	25	25	СТД	НЗМ	2012	0,6
ул. Строительная 19 - ул. Строительная 21,31	70	70	32	32	СТД	НЗМ	1984	4,5
Котельная - ул. Строительная 25,23	85	85	32	32	СТД	НЗМ	1984	5,4
Строительная 34,30	16	16	38	38	СТД	НЗМ	1984	1,2
Теплотрасса 4 - ул. Гренада 9-6	12	12	38	38	СТД	НЗМ	1995	0,9
Теплотрасса 1 - ул. Строительная 19	25	25	57	57	СТД	НЗМ	1984	2,9
Строительная 34	130	130	57	57	СТД	НЗМ	1984	14,8
Теплотрасса 2 - Молодёжная 12	70	70	57	57	СТД	НЗМ	1986	8,0
Теплотрасса 4.1 - Спортивная 3, ДК	60	60	57	57	СТД	НЗМ	1990	6,8
Теплотрасса 4.1 - Спортивная 3	16	16	57	57	СТД	НЗМ	1990	1,8
Теплотрасса 4 - Спортивная 5	50	50	57	57	СТД	НЗМ	1990	5,7
Теплотрасса 4 - Спортивная 7	110	110	57	57	СТД	НЗМ	1990	12,5
Студенческая 4	120	120	57	57	СТД	НЗМ	1990	13,7
Теплотрасса 4 - ул. Гренада 11,9-5,9-4,9-3,7,2,6	507	507	57	57	СТД	НЗМ	1995	57,8



Наименование участка	Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Мат. Характеристика, м <sup>2</sup>
	L, м	L, м						
Теплотрасса2 - Молодежная 10	80	80	57	57	СТД	НЗМ	2003	9,1
Теплотрасса4 - ТеплотрассаВ	100	100	89	89	СТД	НЗМ	1995	17,8
Теплотрасса2-Теплотрасса3 (Т)	55	55	108	108	СТД	НЗМ	1995	11,9
Котельная-Теплотрасса4 (Т1 и У)	984	984	108	108	СТД	НЗМ	1995	212,5
Котельная-Теплотрасса1к Спорт	741	741	108	108	ППУ	НЗМ	2015	160,1
Спортивная 3,5,7,ДК	220	220	108	108	ППУ	НЗМ	2015	47,5

Согласно данным эксплуатирующей организации расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельной «Молодёжная», включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии, составляют 902,903 Гкал/год. Сведения об оценке фактических тепловых потерь за последние три года не предоставлены.

Сети котельной «Модульная» проложены канальным способом, теплоизоляция СТД, суммарная материальная характеристика составляет 2,964 м<sup>2</sup>.

### 1.3.1.7 С. Крабозаводское»

Расчет материальной характеристики тепловой сети по котельным представлен в таблице 15.

**Таблица 25. Расчет материальной характеристики тепловой сети по котельным с. Крабозаводское**

Наименование участка		Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоиз. материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м²
		L, м	L, м						
Котельная Администрация									
Администрация		20	20	50	50	СТД	НЗМ	2002	2
Котельная Строительная									
Строительная 1		20	20	80	80	СТД	КАН	2020	3,2
Котельная Нагорная									
T10.2	T10.3	12	12	50	50	СТД	КАН	1989	1,2
T4.1	T4.2	10	10	50	50	СТД	КАН	1989	1
T2.2	T2.3	10	10	100	100	СТД	КАН	1989	2
T1.1	T1.2	10	10	150	150	СТД	КАН	1989	3
T1.4	T1.5	10	10	150	150	СТД	КАН	1989	3
T10.1	Больница	5	5	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,25
T9	Детсад	45	45	50	50	СТД	НЗМ	1989	4,5
T10	T10.2	50	50	50	50	СТД	НЗМ	1989	5
T10.3	Нагорная, 1	8	8	50	50	СТД	НЗМ	1989	0,8
T11	Детсад (адм корпус)	25	25	50	50	СТД	НЗМ	1989	2,5
T11	Нагорная, 18	80	80	50	50	СТД	НЗМ	1989	8
T8.1	Нагорная, 15	15	15	50	50	СТД	НЗМ	1989	1,5
T8.2	Нагорная, 16	65	65	50	50	СТД	НЗМ	1989	6,5
T8.3	Нагорная, 17	40	40	50	50	СТД	НЗМ	1989	4
T5	Нагорная, 8	30	30	50	50	СТД	НЗМ	2020	3
T5.1	Нагорная, 9	6	6	50	50	СТД	НЗМ	1989	0,6
T1.6	Нагорная, 4	15	15	50	50	СТД	НЗМ	1989	1,5
T1.7	Нагорная, 5	11	11	50	50	СТД	НЗМ	1989	1,1
T1.8	Магазин "МиниМаркет"	16	16	50	50	СТД	НЗМ	1989	1,6
T2.1	Нагорная, 11	25	25	50	50	СТД	НЗМ	1989	2,5
T2.4	Нагорная, 12	20	20	50	50	СТД	НЗМ	1989	2
T4	T4.1	5	5	50	50	СТД	НЗМ	1989	0,5

Наименование участка		Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоиз. материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
		L, м	L, м						
T4.2	Нагорная, 14	5	5	50	50	СТД	НЗМ	1989	0,5
T1.9	Нагорная, 6	25	25	65	65	СТД	НЗМ	1989	3,25
T1.3	T5	40	40	80	80	СТД	НЗМ	1989	6,4
T3	T4	80	80	80	80	СТД	НЗМ	1989	12,8
T8	T11	45	45	80	80	СТД	НЗМ	1989	7,2
T7	T9	70	70	100	100	СТД	НЗМ	1989	14
T9	T10	70	70	100	100	СТД	НЗМ	1989	14
T2	T2.2	65	65	100	100	СТД	НЗМ	1989	13
T2.3	T3	65	65	100	100	СТД	НЗМ	1989	13
T1	T1.1	10	10	150	150	СТД	НЗМ	1989	3
T1.2	T1.4	135	135	150	150	СТД	НЗМ	1989	40,5
T1.5	T2	135	135	150	150	СТД	НЗМ	1989	40,5
Котельная Ключевая									
T3.1	T3.2	10,00	10,00	25	25	СТД	КАН	1989	0,5
Школа	Ключевая, 24	60,00	60,00	50	50	СТД	КАН	1989	6
T14	T14.1	10,00	10,00	50	50	СТД	КАН	1989	1
T8.2	Чурикова, 7	6,00	6,00	50	50	СТД	КАН	1989	0,6
T9.1	Комсомольская, 7	14,00	14,00	50	50	СТД	КАН	1989	1,4
T9.2	Комсомольская, 6	14,00	14,00	50	50	СТД	КАН	1989	1,4
T10.4	Комсомольская, 12	6,00	6,00	50	50	СТД	КАН	1989	0,6
T10.1	Ключевая, 1	67,00	67,00	80	80	СТД	КАН	1989	10,72
T13.1	Школа	65,00	65,00	100	100	СТД	КАН	1989	13
T14	T15	30,00	30,00	100	100	СТД	КАН	1989	6
T9	T9.2	97,00	97,00	100	100	СТД	КАН	1989	19,4
T15.1	T15.2	10,00	10,00	100	100	СТД	КАН	1989	2
T10.2	T10.3	10,00	10,00	125	125	СТД	КАН	1989	2,5
T12.2	T12.3	10,00	10,00	125	125	СТД	КАН	1989	2,5
T7.1	T7.2	33,50	33,50	150	150	СТД	КАН	1989	10,05

Наименование участка		Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоиз. материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
		L, м	L, м						
T2	T6	23,00	23,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	1,15
T2.1	T5	23,00	23,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	1,15
T3	T4	23,00	23,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	1,15
T1.1	5-е Октября, 1	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T1.2	5-е Октября, 2	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T1.3	5-е Октября, 3	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T1.4	5-е Октября, 4	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T6	5-е Октября, 5	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T6.1	5-е Октября, 6	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T6.2	5-е Октября, 7	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T6.3	5-е Октября, 8	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T5	5-е Октября, 9	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T5.1	5-е Октября, 10	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T5.2	5-е Октября, 11	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T5.3	5-е Октября, 12	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T4	5-е Октября, 13	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T4.1	5-е Октября, 14	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T4.2	5-е Октября, 15	6,00	6,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,3
T3.2	Магазин "Маркет"	40,00	40,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	2
T11.1	Ключевая, 2	28,00	28,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	1,4
T11.2	Ключевая, 3	18,00	18,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,9
T11.3	Ключевая, 4	18,00	18,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	0,9
T11.4	Ключевая, 7	20,00	20,00	25	25	СТД	НЗМ	1989	1
T2	T3	55,00	55,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	5,5
T10	Комсомольская, 15	60,00	60,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	6
T10	Комсомольская, 17	3,00	3,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	0,3
T12.1	Ключевая, 11	50,00	50,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	5
T14	Ключевая, 10	40,00	40,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	4

Наименование участка		Протяженность подающего трубопровода	Протяженность обратного трубопровода	Наружный диаметр подающего трубопровода, мм	Наружный диаметр обратного трубопровода, мм	Теплоиз. материал	Тип прокладки тепловой сети (надземная, канальная, бесканальная, по помещениям (подвалам))	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
		L, м	L, м						
T15	Ключевая, 5	28,00	28,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	2,8
T14.1	Ключевая, 6	20,00	20,00	50	50	СТД	НЗМ	1989	2
T1	T2	128,00	128,00	65	65	СТД	НЗМ	1989	16,64
T8.3	Чурикова, 3	32,00	32,00	65	65	СТД	НЗМ	1989	4,16
T8.4	Чурикова, 2	32,00	32,00	65	65	СТД	НЗМ	1989	4,16
T8.5	Чурикова, 1	16,00	16,00	65	65	СТД	НЗМ	1989	2,08
Больница	Хозблок	175,00	175,00	65	65	СТД	НЗМ	1989	22,75
T13	T13.1	15,00	15,00	100	100	СТД	НЗМ	1989	3
T15	T15.1	20,00	20,00	100	100	СТД	НЗМ	1989	4
T15.2	T12	46,00	46,00	100	100	СТД	НЗМ	1989	9,2
T12	T12.2	40,00	40,00	125	125	СТД	НЗМ	1989	10
T12.3	T13	100,00	100,00	125	125	СТД	НЗМ	1989	25
T10	T10.2	21,00	21,00	125	125	СТД	НЗМ	1989	5,25
T10.3	T8	30,00	30,00	125	125	СТД	НЗМ	1989	7,5
T8.1	T8.5	180,00	180,00	125	125	СТД	НЗМ	1989	45
T11	T12	230,00	230,00	150	150	СТД	НЗМ	1989	69
Больница	T7.2	300,00	300,00	150	150	СТД	НЗМ	1989	90
T7	T7.1	60,50	60,50	150	150	СТД	НЗМ	1989	18,15
дома Ключевая 1а,5а		50,00	50,00	76	76		КАН	2020	7,6
дома Комсомольская1,3		153,50	153,50	76	76		КАН	2020	23,332

### **1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания. Сведения о характеристиках запорной и секционирующей арматуре предоставлены теплоснабжающими компаниями. В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях в пгт. Южно–Курильск, с. Малокурильское, с. Крабозаводское применяются стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем.

### **1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, камер и павильонов**

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приемка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020–90 и ТУ 5855–057–03984346–2006.

### **1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Отпуск тепловой энергии в тепловые сети осуществляется по принципу качественного регулирования, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха. Регулирование отпуска тепла котельной №5, ГТС–700В осуществляется по отопительному графику отпуска тепла 95–70°С. Выбор графика отпуска тепла

обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Регулирование отпуска тепла котельных «Черемушки», «Терешкова», «Молодежная», «Модульная», «Нагорная», «Ключевая», «Строительная» осуществляется по отопительному графику отпуска тепла 95–70°C. Выбор графика отпуска тепла обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

### **1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют расчетным.

### **1.3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

Гидравлические режимы тепловых сетей приведены в Приложении 2. Пьезометрические графики представлены в Приложении 3.

Результаты расчетов показали, что на настоящий момент система теплоснабжения Южно–Курильского городского округа соответствует нормативным параметрам пропускной способности, скорости потока теплоносителя на участках тепловой сети, однако, при подключении перспективных потребителей на ряде участков требуется реконструкция с увеличением диаметра для оптимизации пропускной способности, а также строительство пяти новых насосных станций, для повышения давления в сети.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины

удельных потерь:

- 8 мм/м – для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м – для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м – для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении – гидравлические.

### **1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет**

По информации, предоставленной теплоснабжающими организациями, отказов тепловых сетей не происходило.

### **1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно–восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние пять лет**

По информации, предоставленной теплоснабжающими организациями, отказов тепловых сетей не происходило.

### **1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

К процедурам диагностики тепловых сетей, относятся: испытания трубопроводов на плотность и прочность; замеры показаний индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в наиболее характерных точках; замеры потенциалов трубопровода, для выявления мест наличия электрохимической коррозии; диагностика металлов. На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов. Капитальный ремонт включает в себя полную замену трубопровода и частичную замену строительных конструкций. Планирование капитальных ремонтов производится по критериям: количества дефектов на участке трубопровода в отопительный период и



межотопительный, в результате гидравлических испытаний тепловой сети на плотность и прочность; результатов диагностики тепловых сетей; объема последствий в результате вынужденного отключения участка; срок эксплуатации трубопровода. В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

#### Эксплуатационные испытания:

Гидравлические испытания на плотность и механическую прочность – проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требований ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства, и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта. Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя – проводятся с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 2 года) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1–20.329–2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год. Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на

гидравлические потери (РД 34.20.519–97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения. Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255–97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

#### Регламентные работы:

Контрольные шурфовки – проводятся ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34–70–149–86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии – проводится с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии.

Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях (РД 153–34.1–17.465–00). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется скорость внутренней коррозии мм/год и делается заключение об агрессивности сетевой воды. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды. Техническое освидетельствование – проводится в части наружного осмотра, гидравлических испытаний и технического диагностирования: – наружный осмотр – ежегодно; – гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой; – техническое диагностирование – по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания). Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153–34.0–20.522–99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние. Планирование капитальных (текущих) ремонтов. На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой). На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет. Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

### **1.3.12 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Согласно п. 6.82 МДК 4–02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно–изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно–подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет

давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод,

испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно–технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер. Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла. В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;



- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

### **1.3.13 Описание нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Для ООО «Южно-Курильский Водоканал» котельная №5 нормативное значение потерь теплоносителя при транспортировке установлено на уровне 4199,8 Гкал в год.

Нормативные потери для бойлерной установки с. Менделеево – 9,1 Гкал.

Нормативные потери для бойлерных установок пгт. Южно-Курильск, с. Дубовое, с. Головино – 0,0 Гкал.

Нормативные потери для с. Отрада – 266,0 Гкал.

Нормативные потери тепловой энергии для систем теплоснабжения с. Крабозаводское составляют 1419,58 Гкал в год.

Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям с. Малокурильское составляет 1762,85 Гкал в год.

### **1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

Тепловые потери в тепловых сетях за последние три года представлены в таблице 26.

Согласно полученным данным, сведения за 2018 – 2021 года с разбивкой по источникам тепловой энергии отсутствуют, в распоряжении имеются только общие потери тепловой энергии при транспортировке по организации в целом.

**Таблица 26. Потери тепловой энергии в тепловых сетях**

Источник	Населенный пункт	Ед. измерения	Потери тепловой энергии			
			2018	2019	2020	2021
Котельная №5	пгт. Южно-Курильск	Гкал	2973,84	4300,062	4118,5	4199,8

Источник	Населенный пункт	Ед. измерения	Потери тепловой энергии			
			2018	2019	2020	2021
Котельная с.Менделеево	с. Менделеево	Гкал	0,00		9,13	9,13
Блочно-модульная котельная ДТ	пгт. Южно-Курильск	Гкал	-		8,8	8,8
БМК ул. Молодежная	пгт. Южно-Курильск	Гкал	-		29,6	29,8
БМК с. Отрада	с. Отрада	Гкал	-		277,6	227,6
Котельная "Черемушки"	с. Малокурильское	Гкал	865,82		1746,24	459,84
Котельная "Терешкова"	с. Малокурильское	Гкал	488,07			278,0
Котельная "Молодёжная"	с. Малокурильское	Гкал	573,45			902,9
Котельная "Модульная"	с. Малокурильское	Гкал	16,00			2,8
Котельная "Нагорная"	с. Крабозаводское	Гкал	350,28		1302,236	512,8
Котельная Ключевая"	с. Крабозаводское	Гкал	808,18			714,83
Котельная "Строительная"	с. Крабозаводское	Гкал	52,84			2,9

### **1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

### **1.3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

Наиболее распространенной схемой присоединения абонентов к тепловым сетям является схема с зависимым (непосредственным) присоединением теплопотребляющих установок систем отопления без применения каких-либо регуляторов расхода и температуры. Основными преимуществами данных схем является их дешевизна и простота эксплуатации. Недостатком является отсутствие в таких схемах регуляторов расхода и температуры, приводящее к тому, что абонентские установки в процессе потребления начинают генерировать причины массовых нерасчетных условий работы всей системы теплоснабжения.

### **1.3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя**

На всех источниках тепловой энергии на территории Мо «Южно-Курильский городской округ» в 2021 году установили приборы учета тепловой энергии.

### **1.3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

На территории МО «Южно-Курильский городской округ» налажена работа диспетчерских служб. У каждой теплоснабжающей организации существует своя система диспетчеризации. Для обращения граждан создан единый номер диспетчерской службы, после чего заявка принимается и направляется в теплоснабжающие организации, в зависимости от населенного пункта в ООО «Южно-Курильский Водоканал» или МУП «Шикотанское жилищное управление».

### **1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Сведения относительно автоматизации центральных тепловых пунктов и насосных станций отсутствуют.

### **1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

В соответствии с нормативными документами СНиП «Тепловые сети», Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей в каждом элементе единой системы теплоснабжения (на источнике тепла, в тепловых сетях, в системах теплопотребления) должны быть предусмотрены средства защиты от недопустимых изменений давлений сетевой воды. Эти средства в первую очередь должны обеспечивать поддержание допустимого давления в аварийных режимах, вызванных отказом оборудования данного элемента, а также защиту собственного оборудования при аварийных внешних воздействиях. Средства защиты тепловых сетей от превышения давления представляют собой предохранительные клапаны, установленные на источнике теплоснабжения.

### **1.3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Согласно исходным данным, в настоящее время бесхозяйные тепловые сети в Южно-Курильском городском округе отсутствуют.

В случае обнаружения бесхозяйных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27

июля 2010 года № 190–ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

#### **1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

### **1.4 Зоны действия источников тепловой энергии**

Зоны действия источников представлены в Приложении 3.

### **1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

#### **1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Южно–Курильского городского округа составляет минус 12°C.

Средняя температура отопительного сезона составляет 0,0°C.

Продолжительность отопительного сезона составляет 225 суток.

В качестве элементов территориального деления приняты 6 населенных пунктов (1 посёлок городского типа и 5 сёл), входящие в состав Южно–Курильского городского округа:

- пгт. Южно–Курильск;
- с. Малокурильское;

- с. Крабозаводское;
- с. Головино;
- с. Менделеево;
- с. Дубовое.

В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Южно–Курильского городского округа были получены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 27.

**Таблица 27. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения**

Источник	Населенный пункт	Ед. измерения	Отопление
Котельная №5	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	4,084
Котельная с. Отрада	с. Отрада	Гкал/ч	0,706
Котельная по ул. Океанская	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,089
Котельная "Черемушки"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,393
Котельная "Терешкова"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,719
Котельная "Молодёжная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,158
Котельная "Модульная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,023
Котельная "Нагорная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,703
Котельная Ключевая"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	1,528
Котельная "Строительная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,096
котельная Менделеево	с. Менделеево	Гкал/ч	0,042
Советская 2Б - жилой дом	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,015
с. Головинино-СДК	с. Головинино	Гкал/ч	0,007
с.Дубовое- СДК	с.Дубовое	Гкал/ч	0,003
с. Головинино-ФАП	с. Головинино	Гкал/ч	0,027
МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	пгт.Южно-Курильск	Гкал/ч	0,018
с. Головинино- администрация, ЦБС	с. Головинино	Гкал/ч	0,020
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,017
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,089
Котельная "Модульная", с. Малокурильское, ул. Советская , 22 (производственная база)	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,03
котельная "Строительная", с.Крабозаводское, ул.Строительная, 1	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,1

### 1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии показаны в таблице 28.

**Таблица 28. Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах источников 2021 г.**

Наименование источника	Наименование населенного пункта	Единицы измерения	Присоединенная нагрузка	Потери тепловой энергии	Нагрузка на коллекторах
пгт. Южно–Курильск, в том числе:		Гкал/ч	8,597	1,296	9,893
<i>Котельная №5</i>		<i>Гкал/ч</i>	<i>4,084</i>	<i>1,296</i>	<i>5,380</i>
<i>ГТС-700В</i>		<i>Гкал</i>	<i>4,513</i>	-	<i>4,513</i>
Котельная с. Отрада	с. Отрада	Гкал/ч	0,706	0,07	0,777
Котельная "Черемушки"	с.Малокурильское	Гкал/ч	1,393	0,142	1,535
Котельная "Терешкова"	с.Малокурильское	Гкал/ч	0,719	0,086	0,805
Котельная "Молодёжная"	с.Малокурильское	Гкал/ч	1,158	0,279	1,436
Котельная "Модульная"	с.Малокурильское	Гкал/ч	0,023	0,001	0,024
Котельная "Ключевая"	с.Крабозаводское	Гкал/ч	1,528	0,221	1,749
Котельная "Нагорная"	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,703	0,158	0,861
Котельная "Строительная"	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,096	0,001	0,097
котельная Менделеево	с. Менделеево	Гкал/ч	0,042	0,00	0,042
Советская 2Б - жилой дом,	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,015	0,00	0,015
с. Головинно-СДК	с. Головинно	Гкал/ч	0,007	0,00	0,007
с.Дубовое- СДК	с.Дубовое	Гкал/ч	0,003	0,00	0,003
с. Головинно-ФАП	с. Головинно	Гкал/ч	0,027	0,00	0,027
МБУДО "Детская школа искусств	пгт.Южно-Курильск"	Гкал/ч	0,018	0,00	0,018
с. Головинно-администрация, ЦБС	с. Головинно	Гкал/ч	0,020	0,00	0,020
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,017	0,00	0,017
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,089	0,002	0,091
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07	0,00	0,07
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07	0,00	0,07

### 1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории Южно–Курильского городского округа не зафиксировано.

#### **1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Все источники тепловой энергии Южно–Курильского городского округа работают только в отопительный период.

Значения потребления тепловой энергии ,в расчетных элементах, представлены в таблице ниже.



**Таблица 29. Значения потребления тепловой энергии**

Наименование источника	Наименование населенного пункта	Единицы измерения	Полезный отпуск	Потери	Отпуск в сеть	Собственные нужды	ВСЕГО выработка тепловой энергии
Котельная №5	пгт.Южно–Курильск	Гкал	13782,60	4199,8	17982,4	466,47	18448,87
Покупка ПВС		Гкал	15232,45				
Котельная с. Отрада	с. Отрада	Гкал	2384,2	227,6	2611,8	123,1	2734,9
Котельная ул. Океанская, 9А, 11А	пгт.Южно–Курильск	Гкал	652,34	20,36	672,70	10,76	683,46
Котельная п. Менделеево на дизтопливе	п. Менделеево	Гкал	361,67	19,74	381,41	6,10	387,51
Котельные на дизтопливе с.Дубовое, с.Головнино	с.Дубовое, с.Головнино	Гкал	575,52	0,0	575,52	9,72	585,24
Котельная "Черемушки"	с. Малокурильское	Гкал	4701,139	459,843	5160,982	165,107	5326,089
Котельная "Терешкова"	с. Малокурильское	Гкал	2426,505	278,026	2704,531	103,912	2808,443
Котельная "Молодёжная"	с. Малокурильское	Гкал	3907,442	902,903	4810,345	169,309	4979,654
Котельная "Модульная"	с. Малокурильское	Гкал	78,400	2,801	81,201	2,167	83,368
Котельная "Ключевая"	с.Крабозаводское	Гкал	5157,576	714,83	5872,406	175,388	6047,794
Котельная "Нагорная"	с.Крабозаводское	Гкал	2371,183	512,83	2884,013	92,291	2976,304
Котельная "Строительная"	с.Крабозаводское	Гкал	322,921	2,901	325,822	4,311	330,133
Котельная ДК "Утро Родины"	с.Крабозаводское	Гкал	274,36				274,36
Котельная "Администрация"	с.Крабозаводское	Гкал	147,686	2,66	150,346	2,145	152,491

### **1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306)(в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения – этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления – материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются несколько показателей. В отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях – куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды – куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

В отношении отопления:

- в жилых помещениях – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды – Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению, к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории МО Южно–Курильский городской округ, утвержденные приказом Министерства энергетики и жилищно–коммунального хозяйства Сахалинской области от 14 августа 2013 г. №45 (с изм. от 10 апреля 2015 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах в муниципальных образованиях, территории которых расположены на Курильских островах, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 30.

**Таблица 30. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории муниципального образования «Южно–Курильский городской округ»**

№ п/п	Этажность здания	Норматив потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях, Гкал/кв. м в месяц, на отопительный период 8,31 месяцев
В многоквартирных или жилых домах постройки до 1999 года включительно (с. Крабозаводское)		
1	одноэтажные	0,05289
2	двухэтажные	0,05155
3	трехэтажные	0,02861
В многоквартирных или жилых домах постройки после 1999 года		
4	двухэтажные	0,01318
В многоквартирных или жилых домах постройки до 1999 года включительно (пгт. Южно–Курильск, с. Менделеево)		
1	одноэтажные	0,05106
2	двухэтажные	0,05337
3	трехэтажные	0,0293
В многоквартирных или жилых домах постройки после 1999 года		
4	одноэтажные	0,01425
5	двухэтажные	0,01346
В многоквартирных или жилых домах постройки до 1999 года включительно (с. Малокурильское)		
1	одноэтажные	0,05038
2	двухэтажные	0,05246

#### **1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Значение тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения представлены в таблице 31.

**Таблица 31. Значение договорных тепловых нагрузок**

Источник	Населенный пункт	Ед. измерения	Договорная нагрузка, Гкал/ч
Котельная №5	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	10,96
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,219
Котельная "Черемушки"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,832
Котельная "Терешкова"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,992
Котельная "Молодёжная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,813
Котельная "Модульная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,032
Котельная "Нагорная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,551
Котельная Ключевая"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	1,246
Котельная "Строительная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,061
котельная Менделеево	с. Менделеево	Гкал/ч	0,015
Советская 2Б - жилой дом,	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,007
с. Головнино-СДК	с. Головнино	Гкал/ч	0,003
с.Дубовое- СДК	с.Дубовое	Гкал/ч	0,027
с. Головнино-ФАП	с. Головнино	Гкал/ч	0,018
МБУДО "Детская школа искусств	пгт.Южно-Курильск"	Гкал/ч	0,020
с. Головнино- администрация, ЦБС	с. Головнино	Гкал/ч	0,017
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,015
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07

### 1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зонам действия каждого источника тепловой энергии приведено в таблице 32.

**Таблица 32. Сравнение договорных и фактических тепловых нагрузок**

Источник	Населенный пункт	Ед. измерения	Нагрузка		
			Договорная	Расчетная	Разница
Котельная №5	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	10,96	4,084+4,513	2,363
Котельная ул. Океанская	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,219	0,089	0,13
Котельная "Черемушки"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,832	1,393	0,439
Котельная "Терешкова"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,992	0,719	0,273
Котельная "Молодёжная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	1,813	1,158	0,655
Котельная "Модульная"	с. Малокурильское	Гкал/ч	0,032	0,023	0,009
Котельная "Нагорная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,551	0,703	-0,152

Котельная Ключевая"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	1,246	1,528	-0,282
Котельная "Строительная"	с. Крабозаводское	Гкал/ч	0,061	0,096	-0,035
котельная Менделеево	с. Менделеево	Гкал/ч	0,015	0,015	0,0
Советская 2Б - жилой дом,	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,007	0,007	0,0
с. Головнино-СДК	с. Головнино	Гкал/ч	0,003	0,003	0,0
с.Дубовое- СДК	с.Дубовое	Гкал/ч	0,027	0,027	0,0
с. Головнино-ФАП	с. Головнино	Гкал/ч	0,018	0,018	0,0
МБУДО "Детская школа искусств	пгт.Южно-Курильск"	Гкал/ч	0,020	0,020	0,0
с. Головнино- администрация, ЦБС	с. Головнино	Гкал/ч	0,017	0,017	0,0
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А	пгт. Южно-Курильск	Гкал/ч	0,015	0,015	0,0
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07	0,07	0,0
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	с.Крабозаводское	Гкал/ч	0,07	0,07	0,0

## **1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

### **1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

– 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.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Южно–Курильского городского округа были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Южно–Курильского городского округа представлены в таблицах ниже.

Таблица 33. Результаты расчета резерва/дефицита тепловой мощности на котельной №5

Установленная мощность	Располагаемая мощность (с учетом КПД)	Собственные и хозяйственные нужды	то же в %	Тепловая мощность нетто	Потери в тепловых сетях	то же в %	Присоединенная нагрузка	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Мощность от ГТС-700В	Договорная тепловая нагрузка	Резерв ("+" )/ Дефицит ("-" ) (при выходе из строя наиболее мощного котла)		Резерв ("+" )/ Дефицит ("-" ) (при договорных тепловых нагрузках и нагрузках и располагаемой мощности)		Резерв ("+" )/ Дефицит ("-" ) (тепловой мощности нетто)	
Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	%	Гкал/час	Гкал/час	%	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	%
12,880	10,95	0,110	0,85%	12,770	1,296	24,09%	4,084	12,770	4,513	10,960	3,53	27,65%	-1,42	-11,01%	2,88	22,43%

Таблица 34. Результаты расчета резерва/дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии

Наименование показателей	Ед. измерения	Отрада	Океанская	Черёмушки	Терешкова	Молодёжная	Модульная	Котельная "Ключевая"	Котельная "Нагорная"	Котельная "Строительная"
Установленная мощность	Гкал/ч	3,61	0,85	2,225	3,75	3,5	0,05	4,472	2,15	0,15
Располагаемая мощность	Гкал/ч	3,61	0,85	2,225	3,75	3,5	0,05	4,472	2,15	0,15
Собственные нужды	%	1,05%	0,002	2,29%	0,86%	1,89%	1,34%	1,21%	1,32%	0,89%
	Гкал/ч	0,038	0,24%	0,051	0,032	0,052	0,001	0,054	0,028	0,001
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,572	0,85	2,174	3,718	3,448	0,049	4,418	2,122	0,149
Потери в тепловых сетях	%	9,04%	0,003	9,25%	10,66%	19,40%	3,59%	12,62%	18,39%	0,93%
	Гкал/ч	0,070	3,26%	0,142	0,086	0,279	0,001	0,221	0,158	0,001
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,706	0,089	1,393	0,719	1,158	0,023	1,528	0,703	0,096
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,368	0,580	1,024	2,318	2,198	0,049	3,171	1,047	0,149
Резерв ("+" ) / Дефицит ("-" ), при аварийном выводе из строя наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,705	0,50	-0,288	1,628	0,947	0,029	1,667	0,298	0,067
	%	72,0%	86,59%	-28,1%	70,2%	43,1%	58,7%	52,6%	28,5%	45,3%
Резерв ("+" ) / Дефицит ("-" )	Гкал/ч	2,795	0,76	0,639	2,913	2,011	0,025	2,669	1,261	0,052
	%	118,03%	89,14%	29,40%	78,35%	58,34%	51,16%	60,42%	59,42%	35,04%

**Таблица 35. Результаты расчета резерва/дефицита тепловой мощности прочих котельных**

Источник тепловой энергии	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Присоединенная нагрузка	Резерв ("+" )/ Дефицит("-") (тепловой мощности нетто)	
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	%
котельная Менделеево , с. Менделеево	0,4	0,4	0,042	0,358	90%
Советская 2Б - жилой дом, пгт. Южно-Курильск	0,5	0,5	0,015	0,485	97%
с. Головнино-СДК	0,05	0,05	0,007	0,043	86%
с.Дубовое- СДК	0,012	0,012	0,003	0,009	75%
с. Головнино-ФАП	0,05	0,05	0,027	0,023	46%
МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	0,12	0,12	0,018	0,102	85%
с. Головнино- администрация, ЦБС	0,021	0,021	0,02	0,001	5%
Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А , пгт. Южно-Курильск	0,43	0,43	0,017	0,413	96%
котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	0,1	0,1	0,07	0,03	30%
котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	0,1	0,1	0,07	0,03	30%



**1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии**

Резервы и дефициты тепловой мощности котельных представлены в разделе 1.6.1.

**1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии к потребителю**

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в разделе в Приложении 4.

**1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

На котельной №5 в настоящий момент наблюдается дефицит тепловой мощности, учитывая КПД котлов на уровне 85% и большого объема подключенной нагрузки.

**1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.**

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии показаны в пунктах 1.6.1 и 1.6.2. Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

## **1.7. Балансы теплоносителя**

**1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

### **1.7.1.1. Нормативный режим подпитки**

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно–питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды ( $G_M$ ) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром ( $D_u$ ) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть нижеуказанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ( $G_3$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M, \quad (1)$$

где  $G_M$  – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного

участка тепловой;

$V_{ТС}$  – объем воды в системах теплоснабжения,  $\text{м}^3$ .

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным  $65 \text{ м}^3$  на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения,  $70 \text{ м}^3$  на 1 МВт – при открытой системе и  $30 \text{ м}^3$  на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

#### **1.7.1.2. Аварийный режим подпитки**

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116–ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801–2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по

объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно–питьевого водоснабжения.

На всех источниках тепловой энергии на территории МО «Южно-Курильский городской округ» установлены водоподготовительные установки.

#### **1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице 32.

**Таблица 36. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок**

<b>Показатель</b>	<b>Объем тепловой сети</b>	<b>Утечки теплоносителя в тепловых сетях</b>	<b>Предельный часовой расход на заполнение</b>	<b>Производительность водоподготовительных установок</b>	<b>Расход химически необработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку</b>
котельная №5	416,02	1,04	15	16,04	8,32
котельная с. Отрада	39,73	0,71	10	10,71	0,79
Котельные ул. Океанская	0,30	0,10	10	10,10	0,01
котельная "Черемушки"	21,15	1,39	10	11,39	0,42
котельная "Терешкова"	26,42	0,07	15	15,07	0,53
котельная "Молодежная"	50,69	13,45	10	10,13	1,01
котельная "Модульная"	0,19	0,00	10	10,00	0,00
котельная "Нагорная"	18,72	0,05	10	10,05	0,37
котельная "Ключевая"	42,86	0,11	10	10,11	0,86
Котельная "Строительная"	0,20	11,30	10	10,00	0,00

## **1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

### **1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

Тепловая энергия на ГТС–700В по магистральному трубопроводу поступает от Менделеевской ГеоТЭС в виде горячей геотермальной воды. На ГТС–700В отдав свой температурный потенциал теплофикационной воде, поступающей в тепловые сети пгт. Южно–Курильск геотермальный теплоноситель сбрасывается в Южно–Курильскую бухту Тихого океана. Использование тепловой энергии геотермальных источников на ГТС–700В позволяет не создавать запасов топлива для отопления потребителей котельной № 5 пгт. Южно–Курильск.

В качестве основного вида топлива на территории Южно–Курильского городского округа используется уголь. На бойлерных котельных в качестве топлива применяется дизельное топливо.

Топливо–энергетические балансы источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

**Таблица 37. Количество топлива, использованного на котельных МО «Южно-Курильский городской округ» за 2021 год**

№ п/п	Котельные	Наименование организации	Вид топлива	Расход топлива на отопительный сезон
1	Котельная №5,пгт. Южно-Курильск, ул. Дружбы	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Уголь	1 518,00
2	котельная с. Отрада, с. Отрада	ООО "Южно-Курильский водоканал"	Уголь	374,50
3	котельная Менделеево , с. Менделеево	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	28,58
4	Советская 2Б - жилой дом, пгт. Южно-Курильск	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	8,30
5	с. Головнино-СДК	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	4,33
6	с.Дубовое- СДК	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	2,60
7	с. Головнино-ФАП	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	6,39
8	МБУДО "Детская школа искусств пгт.Южно-Курильск"	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	7,36
9	с. Головнино- администрация, ЦБС	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	4,95
10	Котельная "БМК" ул. Океанская д. 9А, 11А , пгт. Южно-Курильск	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	0,67
11	Котельная "БМК" ул. Океанская д. 13А, пгт. Южно-Курильск	ООО "Южно-Курильский водоканал"	дизельное топливо	50,47
12	котельная "Черемушки", с. Малокурильское, ул. Черемушки	МУП "Шикотанское ЖУ"	Уголь	1414
13	котельная "Терешкова", с. Малокурильское, ул.Терешкова	МУП "Шикотанское ЖУ"	Уголь	771
14	котельная "Молодежная", с. Малокурильское, ул.Молодежная	МУП "Шикотанское ЖУ"	Уголь	1252
15	Котельная "Модульная", с. Малокурильское,ул. Советская , 22 (производственная база)	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо	10
16	котельная "Нагорная", с.Крабозаводское, ул.Нагорная	МУП "Шикотанское ЖУ"	Уголь	801
17	котельная "Ключевая", с.Крабозаводское, ул.Ключевая	МУП "Шикотанское ЖУ"	Уголь	1599
18	котельная "Строительная", с.Крабозаводское, ул.Строительная, 1	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо	37
19	котельная "Администрация", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо	20
20	котельная "Дом культуры "Утро Родины", с.Крабозаводское, ул.Торговая 2А	МУП "Шикотанское ЖУ"	дизельное топливо	34

### **1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Согласно СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II–35–76» вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки согласовывается на стадии проектирования с топливоснабжающими организациями.

Вместимость склада топлива должна вмещать при доставке железнодорожным транспортом, объем топлива не менее 14–суточного расхода.

Согласно Приказу Минэнерго от 22 августа 2013 года № 469 «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»:

- запасы резервного топлива (уголь, мазут, торф) создаются на тепловых электростанциях, которые используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы в базовых режимах при частичном или полном отсутствии основного топлива.

- запасы аварийного топлива (дизельного или газотурбинного) создаются на тепловых электростанциях, парогазовые установки (далее – ПГУ) и (или) газотурбинные установки (далее – ГТУ) которых используют газ в качестве основного вида топлива, для поддержания работы при полном отсутствии основного топлива.

- запасы вспомогательного топлива создаются на тепловых электростанциях, которые используют уголь и (или) торф в качестве основного вида топлива, для поддержания работы при подсветках и (или) растопках котлоагрегатов, а также при возникновении аварийных нарушений в системах топливоподачи и топливоприготовления.

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива уголь и (или) торф, создают общий нормативный запас топлива (далее ОНЗТ), который состоит из неснижаемого нормативного запаса резервного топлива (далее ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее НЭЗТ), а также нормативного запаса вспомогательного топлива (далее – НВЗТ).

В таблице ниже представлены результаты расчета НЭЗТ для источника тепловой энергии, на балансе ООО «Южно-Курильский Водоканал».



**Таблица 38. НЭЗТ пгт. Южно-Курильск**

<b>Вид топлива</b>	<b>Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут</b>	<b>Норматив удельного расхода топлива, т.у.т/Гкал</b>	<b>Среднесуточный расход топлива, тн</b>	<b>Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо</b>	<b>Количество суток для расчёта запаса</b>	<b>НЭЗТ, тыс.т</b>
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива на 2021 год</b>						
Уголь	56,411	190,30	11,990	0,868	252	3,11643
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива январь 2021 г.</b>						
Уголь	83,244	190,30	18,249	0,868	31	0,56573
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива февраль 2021 г.</b>						
Уголь	53,903	190,30	11,817	0,868	29	0,34269
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива март 2021 г.</b>						
Уголь	15,435	190,30	3,384	0,868	31	0,10490
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива апрель 2021 г.</b>						
Уголь	14,603	190,30	3,201	0,868	30	0,09604
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива май 2021 г.</b>						
Уголь	88,227	190,30	19,342	0,868	31	0,59959
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива июнь 2021 г.</b>						
Уголь	44,441	190,30	9,743	0,868	18	0,17537
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива октябрь 2021 г.</b>						
Уголь	69,059	190,30	15,140	0,868	21	0,31793
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива ноябрь 2021 г.</b>						
Уголь	68,319	190,30	14,977	0,868	30	0,44932
<b>Основные исходные данные и результаты расчёта создания нормативного эксплуатационного запаса топлива декабрь 2021 г.</b>						
Уголь	68,402	190,30	14,995	0,868	31	0,46486

Министерством жилищно–коммунального хозяйства Сахалинской области утверждены нормативы запасов топлива на 01.10.2022 на источниках тепловой энергии ресурсоснабжающих организаций муниципального образования «Южно–Курильский городской округ» на 20232 год Приказом от 28 октября 2021 года N 3.10–33–п. Неснижаемый запас топлива и эксплуатационный запас топлива для источников тепловой энергии Южно–Курильского городского округа представлены в таблице ниже.

**Таблица 39. Нормативные запасы топлива**

Вид топлива	Норматив общего запаса топлива, тыс.т	в том числе:	
		Неснижаемый запас, тыс.т	Эксплуатационный запас, тыс.т
1. МУП «Шикотанское жилищное управление» (ИНН 6518007990)			
Твердое топливо (уголь)	5,837	-	5,837
Жидкое топливо (дизельное топливо)	0,101	-	0,101
1.1. Котельная «Нагорная»			
Твердое топливо (уголь)	0,801	-	0,801
1.2. Котельная «Ключевая»			
Твердое топливо (уголь)	1,599	-	1,599
1.3. Котельная «Терешкова»			
Твердое топливо (уголь)	0,771	-	0,771
1.4.Котельная «Молодежная»			
Твердое топливо (уголь)	1,252	-	1,252
1.5. Котельная «Черемушки»			
Твердое топливо (уголь)	1,414	-	1,414
1.6. Котельная «Строительная»			
Жидкое топливо (дизельное топливо)		-	0,037
1.7. Котельная «Администрация с. Крабозаводское»			
Жидкое топливо (дизельное топливо)		-	0,02
1.8. Котельная «Администрация с. Малокурильское»			
Жидкое топливо (дизельное топливо)		-	0,01
1.9. Котельная «ДК «Утро Родины»			
Жидкое топливо (дизельное топливо)		-	0,034

### 1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

На территории Южно–Курильского городского округа основным видом топлива является уголь Марки Д. Показатели топлива приведены в таблице 40.

**Таблица 40. Характеристики используемого топлива**

№ п/п	Показатель	Ед. измерения	Значение
Уголь			
1	Марка	–	М
2	Фракция	мм	0–200
3	Низшая удельная теплота сгорания	ккал/кг	5500
4	Зольность угля в сухом состоянии	%	<27
5	Рабочая влага	%	<17
6	Содержание общей серы в сухом состоянии	%	<0,6%
Дизельное топливо			
1	Марка	–	ДТ–Л–К5
2	Цетановое число	–	>51
3	Цетановый индекс	–	>46

№ п/п	Показатель	Ед. измерения	Значение
4	Плотность, при 15°C, (по массе)	кг/м <sup>3</sup>	>820
5	Содержание серы, для топлива вид III	мг/кг	<10
6	Коксуемость, 10%-ного остатка разгонки	%	<0,30
7	Зольность	%	<0,01
8	Содержание воды	мг/кг	<200
9	Общее загрязнение	мг/кг	<24
10	Коррозия медной пластинки	–	Класс 1
11	Окислительная способность	г/м <sup>3</sup>	<25
12	Смазывающая способность	мкм	460
13	Кинематическая вязкость, при 40°C	мм <sup>2</sup> /с	>2,00
14	Фракционный состав:		
	При температуре 250°C (по объему)	%	>65
	При температуре 350°C (по объему)	%	<85
	95% (по объему) перегоняется при температуре	°C	<360
15	Содержание метиловых эфиров жирных кислот	%	5
16	Предельная температура фильтруемости	°C	–/

#### **1.8.4. Описание использования местных видов топлива**

На территории Южно–Курильского городского округа на цели теплоснабжения местные виды топлива не используются.

## **1.9. Надежность теплоснабжения**

### **1.9.1. Общие положения**

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются следующие показатели, установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путём их кольцевания и устройств перемычек;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризующий наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно–восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель);
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно–ремонтным персоналом;
- показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- показатель наличия основных материально–технических ресурсов;

– показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно–восстановительных работ.

В методике используются понятия, термины и определения, установленные законодательством Российской Федерации, регулирующим правоотношения в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения.

### 1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения

Надёжность системы теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро–, водо–, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Показатели надёжности системы теплоснабжения:

а) Показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ( $K_э$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э=1,0$  – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э=0,6$  – при отсутствии резервного электроснабжения.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + ... + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где  $K_э^{уст.i}$ ,  $K_э^{уст.n}$  – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где  $Q_i$ ,  $Q_n$  – средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому  $i$ –му источнику тепловой энергии;

$t_ч$  – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев;

$n$  – количество источников тепловой энергии.

б) Показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ( $K_в$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в = 1,0$  – при наличии резервного водоснабжения;

$K_в = 0,6$  – при отсутствии резервного водоснабжения.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой

энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\epsilon}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\epsilon}^{уст.i} + ... + Q_n * K_{\epsilon}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где  $K_{\epsilon}^{уст.i}$ ,  $K_{\epsilon}^{уст.n}$  – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) Показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_m$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$  – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$  – при отсутствии резервного топливоснабжения.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + ... + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где  $K_m^{уст.i}$ ,  $K_m^{уст.n}$  – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии.

г) Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_{\delta}$ ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_{\delta} = 1,0$  – полная обеспеченность;

$K_{\delta} = 0,8$  – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_{\delta} = 0,5$  – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\delta}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\delta}^{уст.i} + ... + Q_n * K_{\delta}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где  $K_{\delta}^{уст.i}$ ,  $K_{\delta}^{уст.n}$  – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии.

д) Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путём их кольцевания и устройства перемычек ( $K_p$ ), характеризуемый отношением резервируемой расчётной тепловой нагрузки к сумме расчётных тепловых

нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Оценку уровня резервирования ( $K_p$ ):

- от 90% до 100% –  $K_p = 1,0$ ;
- от 70% до 90% включительно –  $K_p = 0,7$ ;
- от 50% до 70% включительно –  $K_p = 0,5$ ;
- от 30% до 50% включительно –  $K_p = 0,3$ ;
- менее 30% включительно –  $K_p = 0,2$ .

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_p^{общ} = \frac{Q_i * K_p^{ист.i} + ... + Q_n * K_p^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (6)$$

где  $K_p^{ист.i}$ ,  $K_p^{ист.n}$  – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии.

е) Показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_c$ ), характеризующий доли ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{эспл} - S_c^{ветх}}{S_c^{эспл}}, \quad (7)$$

где  $S_c^{эспл}$  – протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$  – протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк.мс}$ ), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{отк.мс} = \frac{n_{отк}}{S} [1/(км*год)], \quad (8)$$

где  $n_{отк}$  – количество отказов за предыдущий год;

$S$  – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк.мс}$ ) определяется показатель надёжности тепловых сетей ( $K_{отк.мс}$ ):

- до 0,2 включительно –  $K_{отк.мс} = 1,0$ ;
- от 0,2 до 0,6 включительно –  $K_{отк.мс} = 0,8$ ;

- от 0,6 до 1,2 включительно –  $K_{откл.мс} = 0,6$ ;
- свыше 1,2 –  $K_{откл.мс} = 0,5$ .

з) Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ( $K_{нед}$ ) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{откл} * 100}{Q_{факт}} \quad [\%], \quad (9)$$

где  $Q_{откл}$  – недоотпуск тепла;

$Q_{факт}$  – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ( $Q_{нед}$ ) определяется показатель надёжности ( $K_{нед}$ ):

- до 0,1% включительно –  $K_{нед} = 1,0$ ;
- от 0,1% до 0,3% включительно –  $K_{нед} = 0,8$ ;
- от 0,3% до 0,5% включительно –  $K_{нед} = 0,6$ ;
- от 0,5% до 1,0% включительно –  $K_{нед} = 0,5$ ;
- свыше 1,0% –  $K_{нед} = 0,2$ .

и) Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно–ремонтным персоналом ( $K_n$ ) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

к) Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием ( $K_m$ ) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определённое по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_m = \frac{K_m^f + K_m^n}{n}, \quad (10)$$

где  $K_m^f$ ,  $K_m^n$  – показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;

$n$  – число показателей, учтённых в числителе.

л) Показатель наличия основных материально–технических ресурсов ( $K_{тр}$ ) определяется аналогично по формуле (10) по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего  $K_{тр}$  частные показатели не должны превышать 1,0.

м) Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками



электропитания ( $K_{ист}$ ) для ведения аварийно–восстановительных работ вычисляется как отношений фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности – кВт) к потребности.

н) Показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно–восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

- укомплектованности ремонтным и оперативно–ремонтным персоналом;
- оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- наличия основных материально–технических ресурсов;
- укомплектованности передвижными автономными источниками

электропитания для ведения аварийно–восстановительных работ.

Общий показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно–восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{gom} = 0,25 * K_n + 0,35 * K_m + 0,3 * K_{тр} + 0,1 * K_{ист} \quad (11)$$

Общая оценка готовности даётся по следующим категориям:

$K_{гот}$	$K_n$ ; $K_m$ ; $K_{тр}$	Категория готовности
0,85–1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85–1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,7–0,84	0,5 и более	ограниченная готовность
0,7–0,84	до 0,5	неготовность
менее 0,7	–	неготовность

Оценка надёжности систем теплоснабжения.

а) Оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_m$  и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- надёжные – при  $K_э=K_в=K_m=1$ ;
- малонадёжные – при значении меньше 1 одного из показателей  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_m$ .
- ненадёжные – при значении меньше 1 у 2–х и более показателей  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_m$ .

б) Оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

- высоконадёжные – более 0,9;
- надёжные – 0,75 – 0,9;

- малонадёжные – 0,5 – 0,74;
- ненадёжные – менее 0,5.

в) Оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_г + K_т + K_б + K_р + K_с + K_{отк.мс} + K_{нед}}{8} \quad (12)$$

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей.

### 1.9.3. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения

Расчет показателей надёжности системы теплоснабжения производится исходя из показателей надёжности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии по данным, предоставленным заказчиком.

Результат расчета представлен в главе 11 Обосновывающих материалов настоящего проекта.

По результатам расчетов, общий показатель надёжности системы теплоснабжения по состоянию на начало 2022 года составляет 0,78, следовательно, систему теплоснабжения Южно–Курильского городского округа следует отнести к классу малонадёжных.

### 1.9.4. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Поток отказов участков тепловых сетей для системы централизованного теплоснабжения Южно–Курильского городского округа составил 1,88 ед./км (в двухтрубном исчислении)/год.

#### **1.9.5. Частота отключений потребителей**

Согласно данным, представленными теплоснабжающими организациями отключение теплоснабжения потребителей вследствие отказов участков тепловых сетей не зафиксировано.

#### **1.9.6. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения**

Поток отказов участков тепловых сетей для системы централизованного теплоснабжения Южно–Курильского городского округа составил 1,88 ед./км (в двухтрубном исчислении)/год.

Подавляющее количество аварийно–восстановительных работ производилось на трубопроводах тепловых сетей диаметрами 50–100 мм и 150 мм.

#### **1.9.7. Карты–схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения**

Информация по картам–схемам тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения отсутствует.

#### **1.9.8. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора**

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило.

#### **1.9.9. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Аварийных ситуаций при теплоснабжении за отчетный период не происходило.

**1.10. Техничко–экономическис показателс теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Техничко–экономическис показателс теплоснабжающих организаций представлены в таблицах 41.

Таблица 41. Плановые годовые показатели, учтенные в расчете тарифа для ООО «Южно-Курильский Водоканал»

п/п	Наименование	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024
	Индекс ИКА					
	производство			0,0	0,0	0,0
	передача			0,0	0,0	0,0
1	Выработка тепловой энергии	Гкал	8307,1	8307,1	8307,1	8307,1
2	Расход т/ч на собственные нужды	Гкал	201,1	201,1	201,1	201,1
3	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	8106,0	8106,0	8106,0	8106,0
4	Потери тепловой энергии в сетях, учтенные при расчете тарифов на тепловую энергию	Гкал	4118,5	4118,5	4118,5	4118,5
5	Расход условного топлива	т. у. т.	1550,3	1550,3	1550,3	1550,3
6	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг/Гкал	190,3	190,3	190,3	190,3
7	Полный отпуск тепловой энергии	Гкал	25769,5	25769,5	25769,5	25769,5
	в том числе:					
7.1	структурным подразделениям	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0
7.2	товарный отпуск тепловой энергии, в том числе:	Гкал	25769,5	25769,5	25769,5	25769,5
	в том числе:					
7.2.1	- бюджетным потребителям	Гкал	5501,8	5501,8	5501,8	5501,8
7.2.2	- прочим потребителям	Гкал	1909,6	1909,6	1909,6	1909,6
7.2.3	население	Гкал	18358,1	18358,1	18358,1	18358,1
8	Производственные расходы товарного отпуска	тыс. руб.	76343,12	80333,16	86078,13	90572,79
	в том числе:					
8.1	Операционные расходы	тыс. руб.	32057,82	32974,99	33951,05	34956,00
	ФОТ					
8.1.1	численность	тыс. руб.	28559,36	х	х	х
8.1.2	Проезд в отпуск	тыс. руб.	26,40	х	х	х
8.1.3	Текущий ремонт	тыс. руб.	328,41	х	х	х
8.1.4	Текущий ремонт	тыс. руб.	1461,86	х	х	х
п/п	Наименование	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024
8.1.5	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	1242,85	х	х	х
8.1.6	Охрана труда	тыс. руб.	273,37	х	х	х
8.1.7	Услуги почтовой, сотовой, телефонной связи, интернет	тыс. руб.	16,64	х	х	х
8.1.8	Информационные услуги (с ПО)	тыс. руб.	29,72	х	х	х
8.1.9	ТКО	тыс. руб.	25,07	х	х	х
8.1.10	Командировочные расходы	тыс. руб.	7,48	х	х	х
8.1.11	Услуги банка	тыс. руб.	112,86	х	х	х
8.2	Неподконтрольные расходы, в том числе:	тыс. руб.	10840,26	10920,51	11037,56	10925,59
8.2.1	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5976,62	6147,62	6329,59	6516,94
8.2.2	Аренда транспорта	тыс. руб.	3961,35	3961,35	3961,35	3961,35
8.2.3	Плата за предельно допустимые выбросы	тыс. руб.	76,20	76,20	76,20	76,20
8.2.4	Налог на имущество	тыс. руб.	805,91	714,59	649,05	349,09
8.2.5	Налог на прибыль	тыс. руб.	20,18	20,76	21,37	22,00
8.3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	33364,32	36354,64	41004,04	44603,19
8.3.1	топливо на технологические цели	тыс. руб.	17779,98	18473,40	19230,80	20115,42
8.3.2	вода	тыс. руб.	771,73	802,60	834,70	866,09
8.3.3	покупная теплоэнергия	тыс. руб.	11680,43	12147,65	12633,55	13138,90
8.3.4	покупная электроэнергия	тыс. руб.	3132,19	4931,00	8304,98	10480,78
8.4	прибыль	тыс. руб.	80,71	83,02	85,48	88,01
9	Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	76343,12	80333,16	86078,13	90572,79
	ЭОТ	руб./Гкал	2962,54	3117,37	3340,31	3514,73

**Таблица 42. Техничко–экономические показатели МУП «Шикотанское жилищное управление», утвержденные РЭК 2020-2022 г.**

Показатели Производство+передача т/э	Ед. изм.	Утв. РЭК, на 2020 г.	Утв. РЭК, на 2021 г.	Утв. РЭК, на 2022 г.
<b>Расходы на оплату труда ППР</b>	тыс. руб.	<b>20556,30</b>	<b>21104,90</b>	<b>22147,21</b>
в том числе - проезд в отпуск	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
- ФОТ	тыс. руб.	20 556,3	21 104,90	22 147,21
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.			
Мес.тарифная ставка рабочего 1 раз.	руб.	<b>7464,62</b>	<b>7663,83</b>	8 042,3
Численность	чел.	24,96	24,96	24,96
Среднемесячная з/плата	руб.	68619	70451	73930
<b>Отчисления на социальные нужды</b>	тыс. руб.	<b>7 243,6</b>	<b>7 122,1</b>	<b>6 925,85</b>
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
То же, в процентах к ФОТ	%	<b>35,24%</b>	<b>33,75%</b>	<b>31,27%</b>
<b>Топливо на технологические цели</b>	тыс. руб.	<b>33838,22</b>	<b>36110,47</b>	<b>34355,04</b>
<b>Вода на технологические цели</b>	тыс. руб.	<b>328,9</b>	<b>376,9</b>	<b>347,058</b>
<b>Расходы по содержанию и экспл.оборудов.</b>	тыс. руб.	<b>10594,5</b>	<b>12629,7</b>	<b>7326,8</b>
- покупная энергия на хоз.нужды и потери	тыс. руб.	7116,3	9108,2	3759,3
из них: электроэнергия	тыс. руб.	7 116,3	9 108,2	3 759,3
теплоэнергия	тыс. руб.			
- амортизация	тыс. руб.	1 797,4	1 797,4	1 797,4
- аренда оборудования, земли	тыс. руб.			
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.			
- отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.			
- расходы по подготовке и освоению пр-ва	тыс. руб.			
- вспомогательные материалы	тыс. руб.	677,2	695,3	729,61
в том числе: реакенты	тыс. руб.			
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.	677,2	695,3	729,61
- услуги на ремонт стор. организаций	тыс. руб.			
- услуги транспорта	тыс. руб.	1 003,7	1 028,9	1 040,5
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.			
ФОТ в услугах транспорта	тыс. руб.	515,4	529,2	555,3
Проезд в отпуск	тыс. руб.			
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	152,5	178,6	168,3
Численность	чел.	0,6	0,6	0,6
Среднемесячная з/плата	руб.	70760	72649	76237
- прочие услуги	тыс. руб.			
из них на текущий и кап.ремонт	тыс. руб.			
<b>Всего расходы на ремонты</b>	тыс.руб.	<b>677,2</b>	<b>695,3</b>	<b>729,6</b>
<b>Цеховые расходы</b>	тыс. руб.	<b>848,8</b>	<b>908,0</b>	<b>921,7</b>
в т.ч. - ФОТ	тыс. руб.	643,2	660,4	693,0
- Проезд в отпуск	тыс. руб.	10,40	10,68	1,9
- Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	181,5	222,9	202,8
- Численность	чел.	0,5	0,5	0,5
- Среднемесячная з/плата	руб.	108939	111846	115503
- Плата за загрязнение окр.среды	тыс. руб.			
- Налог на землю	тыс. руб.			
Цеховая себестоимость	тыс.руб.	<b>73410,31</b>	<b>78252,06</b>	<b>72023,66</b>
Цеховая себ. товарного отпуска	тыс.руб.	<b>73092,8</b>	<b>77928,7</b>	<b>71718,6</b>
<b>Общехозяйственные расходы всего</b>	тыс. руб.	<b>45016,50</b>	<b>46124,09</b>	<b>45567,07</b>
из них на регулируемый вид деятельности	тыс. руб.	5 345,8	5 743,8	5 673,1
То же, в процентах к смете общехоз.расх.	%	<b>11,88%</b>	<b>12,45%</b>	<b>12,45%</b>
из них - ФОТ	тыс. руб.	3 838,1	3 940,5	4 232,4
- Проезд в отпуск	тыс. руб.	89,93	92,33	125,3
- Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 076,9	1 329,8	1 160,3
- Численность	чел.	3,9	3,9	3,9
- Среднемесячная з/плата	руб.	84814	87078	91387
- Плата за загрязнение окр.среды	тыс. руб.			
- Налог на землю	тыс. руб.			
<b>Покупная т/э для передачи потребит.</b>	тыс. руб.			
Недополуч.по незав.прич.доход (+,-)	тыс. руб.	<b>2402,4</b>	-198,0	-188,9
Итого производственные расходы	тыс. руб.	81158,5	83797,9	77507,8

Показатели Производство+передача т/э	Ед. изм.	Утв. РЭК, на 2020 г.	Утв. РЭК, на 2021 г.	Утв. РЭК, на 2022 г.
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	11,4213	11,9550	11,6643
в т.ч. товарный отпуск т/э	тыс. Гкал	11,3719	11,9056	11,6149
<b>Себестоимость товарного отпуска</b>	тыс. руб.	<b>80841,0</b>	<b>83474,5</b>	<b>77202,78</b>
Усл.-пост. расходы тов.отпуска	тыс. руб.	47149,1	47513,2	42993,2
Справочно:				
Итого ФОТ по регулир.виду деятельности	тыс. руб.	25553,1	26235,0	27628,0
Итого проезд в отпуск	тыс. руб.	100,3	103,0	127,2
Всего расходы на оплату труда	тыс. руб.	<b>25653,4</b>	<b>26338,0</b>	<b>27755,1</b>
Всего отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	8654,5	8853,3	8457,2
То же, в процентах от ФОТ	%	33,9%	33,7%	30,6%
Всего численность персонала	чел.	<b>29,9</b>	<b>29,9</b>	<b>29,9</b>
Ср.мес. з/плата по регулир.виду деятельности	руб.	<b>71425</b>	<b>73331</b>	<b>77276</b>
<b>Валовая прибыль товарного отпуска</b>	тыс. руб.	<b>698,80</b>	<b>645,80</b>	<b>0,00</b>
в т.ч. на производственное развитие	тыс. руб.			
на соц.развитие	тыс. руб.			
на поощрения	тыс. руб.	122,43	122,35	
на прочие цели(услуги банка)	тыс. руб.	11,33		
Налоги, всего	тыс. руб.	565,0	523,5	0,0
в т.ч. на прибыль	тыс. руб.	30,60	30,60	
на имущество	тыс. руб.	534,4	492,9	
прочие налоги и сборы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
Уровень рентабельности	%	<b>0,9%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Необходимая валовая выручка</b>	тыс. руб.	<b>81539,82</b>	<b>84120,31</b>	<b>77202,78</b>
<b>Экон.обоснов. тариф на т/энергию</b>	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
Целевые ср-ва из бюджета (без НДС) всего	тыс. руб.	<b>51868,13</b>	<b>50710,60</b>	<b>47128,30</b>
Субвенции на закуп топлива (с НДС) всего	тыс. руб.			
<b>Средний отпускной тариф, в т.ч.</b>	руб.	<b>2609,21</b>	<b>2806,22</b>	<b>2589,30</b>
- прочие потребители	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
- бюджетные потребители	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
федеральный бюджет	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
областной бюджет	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
местный бюджет	руб.	<b>7170,29</b>	<b>7065,61</b>	<b>6646,87</b>
- соц.значимые объекты (льготный)	руб.			
- жилфонд	руб.	<b>1905,45</b>	<b>1956,23</b>	<b>1985,18</b>
Марка котлов, кол-во	шт.			
КВСм-1,25	5			
Универсал	1			
Китурами	1			
В том числе:				
- кол-во раб.котлов в максимум нагрузки	шт.			
- кол-во раб.котлов при средней нагрузке	шт.			
<b>Продолжительность отопит.периода</b>	дней			
Установленная мощность	Гкал/час	7,895	7,895	7,895
Расчетная максимальная нагрузка	Гкал/час			
Протяженность тепловых сетей	км			
Объем сетей в условных единицах	усл.ед.			
<b>Выработка тепловой энергии</b>	тыс. Гкал	<b>13,63930</b>	<b>14,19220</b>	<b>13,89220</b>
Расход теплоэнергии на с/нужды	тыс. Гкал	0,45515	0,47435	0,46505
То же, в процентах к выработке т/э	%	3,3%	3,3%	3,3%
<b>Отпуск теплоэнергии с коллекторов</b>	тыс. Гкал	<b>13,18415</b>	<b>13,71785</b>	<b>13,42715</b>
Расход т/э на хоз.нужды ПЭ	тыс. Гкал	0	0	0
<b>Покупка тепловой энергии</b>	тыс. Гкал	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Отпуск теплоэнергии в сеть	тыс. Гкал	13,18415	13,71785	13,42715
<b>Потери тепловой энергии в сетях</b>	тыс. Гкал	<b>1,76285</b>	<b>1,76285</b>	<b>1,76285</b>
То же, в процентах к отпуску в сеть	%	<b>15,4%</b>	<b>15,4%</b>	<b>15,4%</b>
Расход т/э на хоз.нужды ЭСО	тыс. Гкал	0	0	0
<b>Полезный отпуск тепловой энергии</b>	тыс. Гкал	<b>11,4213</b>	<b>11,955</b>	<b>11,6643</b>
в том числе:				
собственные структурные подразделения	тыс. Гкал	<b>0,0494</b>	<b>0,0494</b>	<b>0,0494</b>
<b>товарный отпуск т/э, в т.ч.:</b>	тыс. Гкал	<b>11,3719</b>	<b>11,9056</b>	<b>11,6149</b>

Показатели Производство+передача т/э	Ед. изм.	Утв. РЭК, на 2020 г.	Утв. РЭК, на 2021 г.	Утв. РЭК, на 2022 г.
- бюджетные потребители	тыс. Гкал	1,18590	1,41440	1,33920
федеральный бюджет	тыс. Гкал			
областной бюджет	тыс. Гкал	0,1293	0,0034	0,0033
местный бюджет	тыс. Гкал	1,0566	1,4110	1,3359
- соц.значимые объекты (льготные)	тыс. Гкал			
- прочие потребители	тыс. Гкал	10,186	10,491	10,276
из них: жилфонд	тыс. Гкал	9,852	9,925	10,110
Уд.расход усл.топлива (средневзвешенный)	кг/Гкал	208,207	207,981	208,063
<b>Расход условного топлива</b>	тут	<b>2839,804</b>	<b>2951,708</b>	<b>2890,451</b>
<b>Расход натурального топлива</b>				
- уголь	тн	3609,52	3756,79	3678,82
в том числе по Северному Завозу	тн			
- мазут	тн			
- нефть	тн			
- дизельное топливо	тн	12,35	12,34	11,35
в том числе по Северному Завозу	тн			
- газ	тыс. м3			
- прочие (дрова, пар)	тыс. м3			
Затраты на топливо на технолог.цели				
- уголь	тыс. руб.	33 121,1	35 456,6	33 699,9
- мазут	тыс. руб.			
- нефть	тыс. руб.			
- дизельное топливо	тыс. руб.	717,1	653,9	655,1
- газ	тыс. руб.			
- прочие (дрова, пар)	тыс. руб.			
Средняя стоимость топлива (с трансп.расх.)				
- уголь	руб./тн	9176,04	9438,00	9160,52
- дизельное топливо	руб./тн	58065,96	52989,44	57722,28
<b>Стоимость 1 тут</b>	руб.	<b>11915,69</b>	<b>12233,76</b>	<b>11885,70</b>
Расход воды на выработку тепла	м3	1 996,0	1 996,0	1 996,0
<b>Уд.расход воды</b>	м3/Гкал	<b>0,146</b>	<b>0,141</b>	<b>0,144</b>
Средняя стоимость 1 м3 воды	руб.	164,77	188,84	173,87
Расход эл.энергии на выработку тепла	т.кВт*ч	345,0	422,7	422,7
ВН	т.кВт*ч			
СН-I	т.кВт*ч			
СН-II	т.кВт*ч			
НН	т.кВт*ч	345	422,7	422,7
Затраты на покупку эл.энергии	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
ВН	т.кВт*ч	0	0	0
СН-I	тыс. руб.	0	0	0
СН-II	тыс. руб.	0	0	0
НН	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
Тариф на эл.энергию				
ВН	т.кВт*ч			
СН-I	тыс. руб.			
СН-II	руб./кВт.ч			
НН	руб./кВт.ч			
<b>Уд.расход электроэнергии</b>	кВт.ч./Гкал	<b>25,295</b>	<b>29,784</b>	<b>30,427</b>
Средняя стоимость 1 кВт.ч.	руб.	20,6270	21,5477	8,8936
<b>НВВ по группам потребителей</b>	тыс. руб.	<b>29671,7</b>	<b>33409,713</b>	<b>30074,482</b>
- прочие потребители	тыс. руб.	2396,3	4000,5	1103,4
- бюджетные потребители	тыс. руб.	8503,2	9993,6	8901,5
федеральный бюджет	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
областной бюджет	тыс. руб.	927,1	24,0	21,9
местный бюджет	тыс. руб.	7576,1	9969,6	8879,6
- соц.значимые объекты (льготный)	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
- жилфонд	тыс. руб.	18772,1	19415,6	20069,6



## **1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**

В границах Южно–Курильского городского округа деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет закрытое акционерное общество «Энергия Южно–Курильская», ООО «Южно-Курильский Водоканал», муниципальное унитарное предприятие «Шикотанское жилищное управление».

Сведения об утвержденных тарифах, утвержденных на территории МО «Южно–Курильский городской округ», представлены в таблице 43.

**Таблица 43. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию в Южно-Курильском городском округе**

Вид тарифа	Период действия тарифа		пгт. Южно-Курильск, котельная №5	Бойлерные установки (с. Менделеево, пгт. Южно-Курильск, с. Дубовое, с. Головино)	с. Крабозаводское	с. Малокурильское	БМК ул. Океанская, с. Отрада
Однотарифный, руб./Гкал (население)	с 01.01.2016	по 30.06.2016	2095,99		2026,25	2095,99	–
	с 01.07.2016	по 31.12.2016	2095,99		2026,25	2095,99	–
	с 01.01.2017	по 30.06.2017	1925,68		2026,25	2095,99	–
	с 01.07.2017	по 31.12.2017	2214,53		2026,25	2095,99	–
	с 01.01.2018	по 30.06.2018	2090,90		2026,25	2095,99	-
	с 01.07.2018	по 31.12.2018	2281,38		2095,14	2167,25	-
	с 01.01.2019	по 30.06.2019	1631,16		2130,65	2203,98	-
	с 01.07.2019	по 31.12.2019	1670,30		2181,78	2256,87	-
	с 01.01.2020	по 30.06.2020	1670,30	2256,87	2181,78	2256,87	2256,87
	с 01.07.2020	по 31.12.2020	1735,44	2344,88	2266,86	2344,88	2344,88
	с 01.01.2021	по 30.06.2021	1735,44	2344,88	2266,86	2344,88	2344,88
	с 01.07.2021	по 31.12.2021	1801,38	2433,98	2353,00	2353,00	2353,00
	с 01.01.2022	по 30.06.2022	1801,38	2433,98	2353,00		2353,00
	с 01.07.2022	по 31.12.2022	1871,63	2528,90	2444,76		2444,76

### **1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Тариф на тепловую энергию складывается из запланированных затрат на производство и объема вырабатываемой тепловой энергии, данные значения представлены в пункте 1.10 Обосновывающих материалов.

### **1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения**

В соответствии с Приказом Региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 08 декабря 2017 года № 96–Э на территории Сахалинской области установлена плата за подключение (техническое присоединение) к системе теплоснабжения для заявителей с подключаемой нагрузкой, не превышающей 0,1 Гкал/ч, в размере 550 рублей (с НДС).

При подключении объекта к системе теплоснабжения муниципального унитарного предприятия «Шикотанское жилищное управление» муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» установлена плата в размере 550 рублей (с НДС), при подключаемой тепловой нагрузке до 0,1 Гкал/ч. Для потребителей тепловой энергией, с тепловой нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5

Гкал/ч, установлена плата за подключение в размере 38,81 тыс. руб. (без НДС).

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения на территории Сахалинской области в расчете на единицу мощности присоединяемой тепловой нагрузки на 2021 год согласно Приказу региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 16 декабря 2021 года №78-Э представлена в таблице ниже.

**Таблица 44. Плата за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения на территории Сахалинской области в расчете на единицу мощности присоединяемой тепловой нагрузки на 2021 год**

№ п/п	Наименование	Размер платы, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	112,43
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, (П1,2), в том числе:	-
2.1	Надземная (наземная) прокладка	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	-
2.2.1	Канальная прокладка	
2.2.1.1	50-250 мм	6741,093
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, (п2,2)	-
4	Налог на прибыль	-

**1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.**

На территории муниципального образования «Южно-Курильский городской округ» плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не установлена.

## **1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения**

### **1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Основной проблемой организации качественного теплоснабжения в пгт. Южно–Курильск является большая протяженность теплотрассы от ГеоТЭЦ до котельной №5, по которой идет пароводяная смесь, ускоряющая в разы образование коррозии.

На территории с. Малокурильское и с. Крабозаводское осуществлению качественного теплоснабжения потребителей препятствует отклонение фактически проложенных диаметров трубопроводов от проектных решений. Часть сетей требует реконструкции с изменением диаметра. Также значимыми проблемами являются: износ зданий котельных, ветхость сетей, отсутствие закрытых складов хранения угля.

Основными проблемами при эксплуатации существующего оборудования является значительный износ. Скважина № 28 была пробурена 1997 г. за давностью лет фильтровая колонна разрушилась. При строительстве была взята спирально-шовная тонкостенная, срок службы которой составил 23 года, что и привело к разрушению и полной остановке работы скважины. Скважины участка недр «Нижне-Менделеевский» загружены на 85 %, что почти не предусматривает создания резервной мощности для потребителей тепловой энергии. В связи с вышеизложенным для обеспечения качественной поставки теплоносителя для объектов теплоснабжения необходимо строительство дополнительной геотермальной скважины.

### **1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Наиболее ярко выраженной проблемой надежного теплоснабжения потребителей тепловой энергии Южно–Курильского городского округа является высокий износ тепловых сетей, большая часть которых выработала свой эксплуатационный срок службы.

### **1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Основными существующими проблемами развития системы теплоснабжения являются:

- отсутствие необходимого финансирования;
- отсутствие коммерческих приборов учета полученной тепловой энергии у большинства потребителей, также у большинства нет технической возможности.

### **1.12.4. Описание существующих проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом отсутствуют.

### **1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Сведений о предписаниях надзорных органов по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлено.

### **1.13 Описание изменений, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В 2021 году в рамках подготовки к безаварийному прохождению отопительного осенне-зимнего периода были выполнены следующие мероприятия:

1. Капитальный ремонт котельной «Терешкова» по адресу: с. Малокурильское, ул. Терешкова. В рамках данного мероприятия было приобретено и установлено следующее оборудование: дымосос одностороннего всасывания (ДН-10) – 2 шт., насос сетевой Wilo iL 80/170-15/2 – 2 шт., манометр для неагрессивных сред -4 компл.

2. Капитальный ремонт насосной № 2 в пгт Южно-Курильск. В рамках данного мероприятия был выполнен капитальный ремонт бывшего угольного склада здания насосной № 2, а также восстановлена отмостка здания.

3. Капитальный ремонт котельной «Молодежная» по адресу: с. Малокурильское, ул. Молодежная. В рамках данного мероприятия было приобретено и установлено следующее оборудование: котел КВм-1,33- 1 шт., Топка ТШПм-1,5- 1 шт., дымосос одностороннего всасывания (ДН-10) – 1 шт., насос сетевой Wilo iL 80/170-15/2 – 3 шт., манометр для неагрессивных сред -6 компл.

4. Капитальный ремонт котельной «Черемушки» по адресу: с. Малокурильское, ул. Черемушки. В рамках данного мероприятия было приобретено и установлено следующее оборудование: дымосос одностороннего всасывания (ДН-10) – 2 шт., насос сетевой Wilo iL 80/170-15/2 – 2 шт., манометр для неагрессивных сред -4 компл.

5. Ремонт системы дымоудаления на котельных с. Малокурильское и с. Крабозаводское. В рамках данного мероприятия был приобретен материал и произведена замена 14 золоуловителей (ЗУ-1-2 диаметром до 600 мм).

6. Капитальный ремонт котельной «Ключевая» по адресу: с. Крабозаводское, ул. Ключевая. В рамках данного мероприятия было приобретено и установлено следующее оборудование: котел КСВм-1,25 ВК-3- 1 шт., Топка ТШПм-1,5- 1 шт., дымосос одностороннего всасывания (ДН-10) – 2 шт., насос сетевой K-100-65-200 – 3 шт., вентилятор ВР 280-46-2,5-0-1-ЛО-4/3000-У2- 1 шт.