



УТВЕРЖДЕНО:

---

---

---

---

---

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования  
«Невельский городской округ»  
на период до 2035 года**

**(Актуализация на 2025 год)**

**Том 2 Обосновывающие материалы  
Книга 2. Главы 2-18**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СОСТАВ РАБОТЫ.....	10
Введение .....	12
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	14
Сокращения.....	16
Характеристика муниципального образования «Невельский городской округ».....	17
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	18
ГЛАВА 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	18
2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения .....	18
2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	18
2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	21
2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе .....	23
2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....	29
2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе .....	29
2.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	29
ГЛАВА 3 Электронная модель системы теплоснабжения поселения.....	30
3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов.....	31
3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения .....	32
3.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	38
3.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть .....	39
3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.....	39

3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку .....	40
3.7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя .....	41
3.8 Расчет показателей надежности теплоснабжения. ....	41
3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....	41
3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей. ....	42
3.11 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	62
ГЛАВА 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей .....	63
4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды .....	63
4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии .....	69
4.3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей .....	83
4.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	83
ГЛАВА 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения .....	84
5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения .....	84
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения .....	89
5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения .....	89
5.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	90
ГЛАВА 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	91

6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии .....91

6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения .....92

6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов .....92

6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зонах действия источников тепловой энергии .....93

6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения .....98

6.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....98

6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии .....98

ГЛАВА 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии .....100

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения») .....100

7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....102

7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения») .....103

7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России

от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения») .....103

7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения») .....103

7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....103

7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....103

7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....104

7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....104

7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....104

7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....104

7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения .....105

7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....111

7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения .....112

7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения .....113

7.16 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....114

ГЛАВА 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей .....115

8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....115

8.2 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения .....115

8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	118
8.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	118
8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	120
8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	120
8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	121
8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций .....	151
8.9 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	153
ГЛАВА 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	154
9.1 Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.....	154
9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) .....	154
9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям.....	154
9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	154
9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	154
9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	154
ГЛАВА 10 Перспективные топливные балансы .....	155
10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения .....	155
10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива .....	164

10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива .....	168
10.4 Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения .....	168
10.5 Преобладающий вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении .....	168
10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.....	168
10.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	168
ГЛАВА 11 Оценка надежности теплоснабжения.....	170
11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения .....	170
11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения .....	171
11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	172
11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки .....	172
11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии .....	172
11.6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования.....	173
11.6.1. Установка резервного оборудования.....	173
11.6.2. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть .....	173
11.6.3. Резервирование тепловых сетей смежных районов .....	173
11.6.4. Устройство резервных насосных станций .....	174
11.6.5. Установка баков-аккумуляторов.....	174
11.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	174
ГЛАВА 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию .....	176
12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей .....	176
12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	186

12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций .....	187
12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....	188
12.5 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	195
ГЛАВА 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.....	196
13.1 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	205
ГЛАВА 14 Ценовые (тарифные) последствия .....	206
14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения .....	206
14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации .....	206
14.3 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	206
14.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	210
ГЛАВА 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций .....	211
15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения.....	211
15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации .....	211
15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации .....	212
15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации .....	215
15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) .....	215
15.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	215
ГЛАВА 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения .....	216
16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.....	216
16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них .....	218
16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения .....	220
16.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	220
ГЛАВА 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.....	221
17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.....	221
17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.....	221



17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения	221
ГЛАВА 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	222
18.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения	222
18.2 Сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения	223
ГЛАВА 19 Разработка сценариев развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, а том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии	224
19.1 Риски возникновения аварий, масштабы и последствия	224
19.2 Схема теплоснабжения объектов	225
19.3 Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений	226
19.4 Расчет потерь теплоносителя на участке тепловой сети при возникновении аварийной ситуации	227
19.5 Анализ переключения тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций	228
19.6 Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях	229
19.7 Силы и средства для ликвидации аварий тепло-производящих объектов и тепловых сетей	229
19.8 Порядок действий по ликвидации аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях	229
19.9 Взаимодействие между органами и организациями при ликвидации аварий, инцидентов	232
19.10 Порядок организации мониторинга состояния системы теплоснабжения	232

## СОСТАВ РАБОТЫ

	Наименование документа
Обосновывающие материалы Книга 1	<p>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.</p> <p>Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения</p> <p>Часть 2. Источник тепловой энергии</p> <p>Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты</p> <p>Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии</p> <p>Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии</p> <p>Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.</p> <p>Часть 7. Балансы теплоносителя.</p> <p>Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.</p> <p>Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций</p> <p>Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения</p> <p>Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского города</p>
Обосновывающие материалы Книга 2	<p>Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения</p> <p>Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения</p> <p>Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей</p> <p>Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования</p> <p>Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах</p> <p>Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии</p> <p>Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них</p> <p>Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения</p> <p>Глава 10. Перспективные топливные балансы</p> <p>Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения</p> <p>Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизации</p> <p>Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.</p> <p>Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия</p> <p>Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций</p> <p>Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения</p> <p>Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения</p>

	<b>Наименование документа</b>
	Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения Глава 19 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, а том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии
Книга 3 Утверждаемая часть.	Схема теплоснабжения муниципального образования «Невельский городской округ» на период до 2035 года
Приложения	Приложение 1. Гидравлический расчет тепловых сетей; Приложение 2. Оценка надежности теплоснабжения; Приложение 3. Схема тепловых сетей г. Невельск; Приложение 4. Схема тепловых сетей с. Горнозаводск; Приложение 5. Схема тепловых сетей с. Шебунино.

## ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения — документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Система централизованного теплоснабжения представляет собой сложный технологический объект с огромным количеством непростых задач, от правильного решения которых во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития населенного пункта, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер.

Конечной целью грамотно организованной схемы теплоснабжения является:

- 1) определение направления развития системы теплоснабжения на расчетный период;
- 2) определение экономической целесообразности и экологической возможности строительства новых, расширения и реконструкции действующих теплоисточников;
- 3) снижение издержек производства, передачи и себестоимости любого вида энергии;
- 4) повышение качества предоставляемых энергоресурсов;
- 5) увеличение прибыли самого предприятия.

Значительный потенциал экономии и рост стоимости энергоресурсов делают проблему энергоресурсосбережения весьма актуальной.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

Основные принципы разработки схемы теплоснабжения:

- 1) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- 4) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- 5) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу потребляемой тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- 6) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 7) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

При актуализации схемы теплоснабжения использовались исходные данные предоставленные администрацией муниципального образования и теплоснабжающими организациями, в том числе следующие документы и источники:

- 1) Генеральный план развития муниципального образования;
- 2) материалы ранее утвержденных схем теплоснабжения;
- 3) температурные графики, схемы сетей теплоснабжения, технологические схемы источников тепловой энергии, сведения по основному оборудованию, данные по присоединенной тепловой нагрузке и т.п.;

4) показатели хозяйственной и финансовой деятельности теплоснабжающей организации (данные с официального сайта Федеральной антимонопольной службы «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru>);

5) статистическая отчетность теплоснабжающих организаций о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном выражении;

6) предложения теплоснабжающих организаций по внесению изменений в схему теплоснабжения.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения является:

1) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

2) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

3) Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;

4) Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»;

5) Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

6) Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340»;

7) СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;

8) СП 50.13330.2012. «Свод правил. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003».

Основными нормативными документами При актуализации схемы являются:

1) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

2) Постановление Правительства РФ от 03.04.2018 № 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

3) Постановление Правительства РФ от 16.03.2019 № 276 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения»;

4) Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;

5) Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

## ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящем документе используются следующие термины и сокращения.

**Энергетический ресурс** – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

**Энергосбережение** – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

**Энергетическая эффективность** – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

**Техническое состояние** – совокупность параметров, качественных признаков и пределов их допустимых значений, установленных технической, эксплуатационной и другой нормативной документацией.

**Испытания** – экспериментальное определение качественных и/или количественных характеристик параметров энергооборудования при влиянии на него факторов, регламентированных действующими нормативными документами.

**Зона действия системы теплоснабжения** - территория поселения, городского округа, города федерального значения 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 поселения, городского округа, города федерального значения 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 актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии.

**Располагаемая мощность источника тепловой энергии** - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых 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.).

**Реконструкция** — процесс изменения устаревших объектов, с целью придания свойств новых в будущем. Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) — изменение параметров объекта капитального строительства, его частей. Реконструкция линейных объектов (водопроводов, канализации) — изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (пропускной способности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

**Мощность источника тепловой энергии нетто** - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии.

**Модернизация (техническое перевооружение)** - обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

**Теплосетевые объекты** - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии.

**Элемент территориального деления** - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

**Расчетный элемент территориального деления** - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

**Радиус эффективного теплоснабжения** - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения (источник: Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»).

**Коэффициент использования теплоты топлива** – показатель энергетической эффективности каждой зоны действия источника тепловой энергии, доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку тепловой энергии (электроэнергии) в котельной (на электростанции).

**Материальная характеристика тепловой сети** - сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.

**Удельная материальная характеристика тепловой сети** - отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к этой тепловой сети.

**Расчетная тепловая нагрузка** - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха.

**Базовый период** - год, предшествующий году разработки и утверждения первичной схемы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

**Базовый период актуализации** - год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

**Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения** - раздел схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения), содержащий описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения и обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

**Энергетические характеристики тепловых сетей** - показатели, характеризующие энергетическую эффективность передачи тепловой энергии по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии, расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, расход теплоносителя на передачу тепловой энергии, потери теплоносителя, температуру теплоносителя.

**Топливный баланс** - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия необходимых для функционирования системы теплоснабжения поставок топлива различных видов и их потребления источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения, устанавливающий распределение топлива различных видов между источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения и позволяющий определить эффективность использования топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

**Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения** - документ в электронной форме, в котором представлена информация о характеристиках систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

**Коэффициент использования установленной тепловой мощности** - равен отношению среднеарифметической тепловой мощности к установленной тепловой мощности котельной за определенный интервал времен.

## СОКРАЩЕНИЯ

**АСКУЭ** – автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов.  
**АГБМК** – автоматическая газовая блочно-модульная котельная.  
**БМК** – блочно-модульная котельная.  
**ВПУ** – водоподготовительные установки.  
**ГО** – городской округ.  
**ГВС** – система горячего водоснабжения.  
**ГИС** – геоинформационная система.  
**ЕТО** – единая теплоснабжающая организация.  
**ИТП** – индивидуальный тепловой пункт.  
**ИЖФ** – индивидуальный жилой фонд.  
**КИП** – контрольно-измерительные приборы.  
**КИТТ** – коэффициент использования теплоты топлива.  
**кг.у.т.** – килограмм условного топлива.  
**МКД** – многоквартирный жилой дом.  
**МО** – муниципальное образование.  
**НДТ** – наилучшие доступные технологии.  
**НТД** – нормативно-техническая документация.  
**НС** – насосная станция.  
**ОМ** – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.  
**ПВ** – приточная вентиляция.  
**ПИР** – проектно-изыскательские работы.  
**ПНР** – пуско-наладочные работы.  
**ПНС** – повышающая насосная станция.  
**ПК** – поселковая котельная.  
**ПРК** – программно – расчетный комплекс.  
**РТМ** – располагаемая тепловая мощность.  
**РНИ** – режимно-наладочные испытания.  
**РК** – районная котельная.  
**РЧВ** – резервуары чистой воды.  
**РЭТД** – расчетный элемент территориального деления.  
**ТЭР** – топливно-энергетические ресурсы.  
**ТСО** – теплоснабжающая организация.  
**ТС** – тепловые сети.  
**ТК** – тепловая камера.  
**т.у.т.** – тонна условного топлива.  
**УРУТ** – удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла.  
**УТМ** – установленная тепловая мощность.  
**УРЭ** – удельный расход электроэнергии.  
**ХВС** – система холодного водоснабжения.  
**ХВПО** – химводоподготовка.  
**ЦТ** – централизованная система теплоснабжения.  
**ЦТП** – центральный тепловой пункт.  
**SCADA** – система визуализации и оперативно-диспетчерского управления.



## **ХАРАКТЕРИСТИКА МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «НЕВЕЛЬСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ»**

Муниципальное образование «Невельский городской округ» (далее – МО) расположен в юго-западной части острова Сахалин вдоль побережья Татарского пролива, граничит с Анивским городским округом на востоке и Холмским городским округом на севере. Административным центром Невельского городского округа является город Невельск.

В состав муниципального образования входят 11 населенных пунктов: город Невельск и 10 сел – Горнозаводск, Шебунино, Ватутино, Колхозное, Лопатино, Амурское, Селезнево, Ясноморское, Придорожное, Раздольное.

Численность населения по состоянию на начало 2024 года составила 15099 человек.

### Климатическая характеристика

Климатические параметры согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»:

- Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 25 °С;
- Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 16 °С;
- Средняя суточная температура воздуха в отопительный период – минус 1,9°С;
- Продолжительность отопительного периода – 218 суток.

## ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.

### ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

#### 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

В настоящее время на территории МО «Невельский городской округ» действуют шесть изолированных систем теплоснабжения:

- центральная районная котельная,
- котельная №10, - котельная «Приморская»,
- котельная №12,
- модульная котельная,
- котельная с. Шебунино.

За базовый уровень потребления тепла принят уровень потребления тепловой энергии в 2023 году. Базовый уровень потребления тепловой энергии с разделением по источникам теплоснабжения представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Базовый уровень потребления тепла на цели теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Нагрузки, Гкал/ч	Полезный отпуск тепла, Гкал
1	Центральная районная котельная	21,930	35817,6
2	Котельная №10	6,038	9186,4
3	Котельная «Приморская»	0,123	363,8
4	Модульная котельная	7,948	15478,3
5	Котельная №12	0,556	1369,0
6	Котельная с. Шебунино	1,473	3228,9

#### 2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

Общая площадь жилищного фонда Невельского городского округа на 31 декабря 2021 года составила 357,1 тыс. кв.м. на территории городов и поселков городского типа и 139,4 тыс. кв.м. на территории сельских населенных пунктов. Суммарная площадь жилищного фонда муниципального образования составляет 496,5 тыс. кв.м. При этом средняя обеспеченность жилищным фондом на одного жителя равна 34,13 кв.м./чел.

Для определения перспективного спроса на тепловую энергию, сформирован прогноз застройки и изменения численности населения на период до 2035 года.

Прогноз прироста строительных площадей выполнен на основании Генерального плана МО «Невельский городской округ», программ комплексного развития территорий, выданных технических условий на подключение к системам теплоснабжения и данных, предоставленных администрацией Невельского городского округа и теплоснабжающими организациями.

На основе данных Генерального плана составлен прогноз численности населения на территории муниципального образования, представленный в таблице ниже.

Таблица 2 - Прогноз численности населения на территории муниципального образования

Период	Численность населения, чел.
2015	16000
2016	15800
2017	15800

<b>Период</b>	<b>Численность населения, чел.</b>
2018	15700
2019	15500
2020	14829
2021	14546
2022	14356*
2025	14012*
2030	13894*
2035	14987*
2040	17000

\*Оценочные значения на основании прогнозного значения численности согласно Генеральному плану

Данные о приросте перспективных площадей строительных фондов на расчетный период актуализации схемы теплоснабжения представлены в таблицах 33-5. При дальнейших актуализациях необходимо вносить корректировки в соответствии с уточняемыми сроками реализации перспективного строительства.

Отдельно стоит выделить перспективного потребителя «Мусороперегрузочная станция с элементами сортировки в Невельском городском округе». По предоставленным сведениям, согласно техническим условиям на подключение, указанный объект планируется к подключению к модульной котельной с. Горнозаводск, однако в настоящее время не представляется возможным учесть его перспективную нагрузку ввиду отсутствия проекта. При дальнейших актуализациях схемы теплоснабжения необходимо будет учесть данного потребителя в соответствии с актуальными сведениями.

Наряду с введением нового жилищного фонда, планируется ликвидация (снос) наиболее ветхого и аварийного жилья. С момента предыдущей актуализации схемы теплоснабжения были выполнены работы по демонтажу следующих жилых домов:

- ул. Победы д.21, д.25, д.35, д.19А, д.39;
- ул.Яна Фабрициуса д.104
- ул.Морская д.8;
- ул.Ленина д.76.

Реестр жилых домов, подключенных к централизованному теплоснабжению и планирующихся к сносу представлен в таблице 4. Данный реестр, составлен на основе сведений, предоставленных Администрацией Невельского городского округа, с учетом реализации региональной адресной программы «Переселение граждан из аварийного жилищного фонда на территории Сахалинской области в 2021-2026 годах».

Таблица 3 - Прогноз приростов площади строительных фондов

№ п/п	Наименование застройки	Место расположения	Вид застройки	Мощность	Год ввода
<b>г. Невельск</b>					
1	Начальная общеобразовательная школа	г. Невельск	Бюджет	300 мест (3600 кв.м.*)	2025
2	5-этажный дом	г. Невельск, ул. Физкультурная, 65:07:0000025:667	Многokвартирная застройка	2700 кв. м.*	2033
3	5-этажный дом	г. Невельск, ул. Северная, 65:07:0000004:2360	Многokвартирная застройка	2700 кв. м.*	2033
4	Комплексное развитие территории нежилой застройки	г. Невельск, ул. Чехова	Многokвартирная застройка	9000 кв. м.	2034-2035
5	Комплексное развитие территории жилой застройки (вновь застраиваемая территория)	г. Невельск, ул. Победы	Многokвартирная застройка	36000 кв. м.	2024-2031
6	Комплексное развитие территории жилой застройки (вновь застраиваемая территория)	г. Невельск, ул. Яна Фабрициуса	Многokвартирная застройка	12000 кв. м.	2025-2031
7	Комплексное развитие территории жилой застройки (вновь застраиваемая территория)	г. Невельск, ул. Морская	Многokвартирная застройка	10000 кв. м.	2025-2031
8	Морской пункт пропуска	Морской пункт пропуска, ул. Вакканай, 65:07:0000016:1126 и 65:07:0000016:1357	Прочее	-	2024-2025
9	ПАГЗ	г. Невельск, ул. Приморская	Прочее	-	2024-2025
<b>с. Горнозаводск</b>					
10	3 5-этажных дома, комплексное развитие территории	с. Горнозаводск, ул. Центральная, 65:06:0000008:371	Многokвартирная застройка	8000 кв. м.	2032

\*Указана ориентировочная площадь на основе аналогичной застройки территории

Таблица 4 - Реестр жилых домов, планирующихся к сносу, на территории Невельского городского округа

№ п/п	Наименование источника	Место расположения*	Основание сноса	Годовое потребление ТЭ, Гкал	Площадь	Предполагаемый год сноса
1	Центральная районная котельная	г. Невельск, ул. Победы	комплексное развитие территории жилой застройки (снос аварийного жилья)	3193,25	33000,0	2024-2031
2	Котельная №10	г. Невельск, ул. Яна Фабрициуса		734,71	8815,5	2024-2031
3	Котельная №10	г. Невельск, ул. Морская		912,17	8500,0	2024-2031

\*Адреса домов не указаны по причине отсутствия сведений о сроках сноса, при дальнейших актуализациях необходимо внести соответствующие корректировки

В таблице ниже представлено итоговое изменение (с учетом сноса) площадей строительных фондов на расчетный период разработки схемы теплоснабжения в разрезе элементов территориального деления.

Таблица 5 -Общее (с учетом сноса) изменение строительного фонда в период до 2035 года, кв.м.

Наименование	Ввод, кв.м.	Снос, кв.м.
<b>г. Невельск</b>		
Многokвартирная застройка	72400	50315,5
Бюджет	3600	-
Общественно-деловая застройка	-	-
Прочее	-	-
<b>Итого</b>	<b>76000</b>	<b>50315,5</b>
<b>с. Горнозаводск</b>		
Многokвартирная застройка	8000	-
Бюджет	850	-
Общественно-деловая застройка	-	-
Прочее	-	-
<b>Итого</b>	<b>8850</b>	<b>-</b>

Подключение новых объектов, находящихся в застроенной части населенных пунктов, рекомендуется производить к существующим тепловым сетям с учетом их пропускной способности.

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на природном газе и твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капиталовложения по их прокладке.

Для теплоснабжения вновь строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов рекомендуется использовать автономные источники тепла: отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

### 2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию выполнен с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Показателем расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилого или общественного здания, является удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания численно равная расходу тепловой энергии на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема здания в единицу времени при перепаде температуры в один градус. Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания определяется с учетом климатических условий района строительства, выбранных объемно-планировочных решений, ориентации здания, теплозащитных свойств ограждающих конструкций, принятой системы вентиляции здания, а также применения энергосберегающих технологий. Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания должно быть меньше или равно нормируемому значению.

Прогнозные перспективные удельные расходы тепловой энергии на отопление, вентиляцию приняты в соответствии со СП 50.13330.2012. «Свод правил. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003» и приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий, Вт/(м<sup>3</sup>·°С·сут)

№ п/п	Площадь здания, м <sup>2</sup>	С числом этажей			
		1	2	3	4
1	50	0,579	-	-	-
2	100	0,517	0,558	-	-
3	150	0,455	0,496	0,538	-
4	250	0,414	0,434	0,455	0,476
5	400	0,372	0,372	0,393	0,414
6	600	0,359	0,359	0,359	0,372
7	1000 и более	0,336	0,336	0,336	0,336

Таблица 7 - Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий, Вт/(м<sup>3</sup>·°С·сут)

№ п/п	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4	Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания, культурно - досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	-	-	
6	Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Удельные укрупненные показатели расхода теплоты ГВС в соответствии со СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» на основании климатических особенностей рассматриваемого региона приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев

№ п/п	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м²/чел	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м²
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2
	То же, с заселенностью 20 м²/чел	1 житель	105	20	15,3
2	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8
3	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17
4	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5
5	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5
6	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1
7	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3
8	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8
9	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5
10	Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2
11	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1
12	Магазины протоварные	То же	8	30	0,7

Примечания:

1) нормы расхода воды установлены для основных потребителей и включают все дополнительные расходы (обслуживающим персоналом, душевыми для обслуживания персонала, посетителями, на уборку помещений и т.п.);

2) для водопотребителей гражданских зданий, сооружений и гражданских зданий, сооружений и помещений, не указанных в настоящей таблице, нормы расхода воды следует принимать согласно настоящему приложению для потребителей, аналогичных по характеру водопотребления.

## 2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Планом развития предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания.

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий, строений и сооружений на основании площадей планируемой застройки, представленных в п. 2.2 Главы 2 настоящей Схемы теплоснабжения, и технических условий на подключение, выданных теплоснабжающими организациями.

Полученное изменение тепловых нагрузок (с учетом сноса ветхого жилищного фонда) на отопление, вентиляцию и ГВС представлено в таблице 9. На основании перспективных тепловых нагрузок и данных СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99\* Строительная климатология» были получены прогнозы объемов потребления тепловой энергии.

При этом, с учетом отсутствия перспективных потребителей на территории с. Шебунино, данный населенный пункт не рассматривается.

Приrost потребления тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и ГВС на территории МО «Невельский городской округ» на расчетный период схемы теплоснабжения, представлен в таблице 10. Прогноз приростов объемов потребления теплоносителя рассмотрен в Главе 6 Обосновывающих материалов.



Таблица 9 - Перспективное изменение тепловых нагрузок потребителей, Гкал/ч

№ п/п	Наименование застройки	Место расположения	Год реализации	Нагрузка ОиВ, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Нагрузка всего	Источник теплоснабжения
1	Начальная общеобразовательная школа	г. Невельск	2025	0,821	0	0,821	Центральная районная котельная
2	5-этажный дом	г. Невельск, ул. Физкультурная, 65:07:0000025:667	2033	0,206	0	0,206	Котельная №10
3	5-этажный дом	г. Невельск, ул. Северная, 65:07:0000004:2360	2033	0,206	0	0,206	Центральная районная котельная
4	комплексное развитие территории	г. Невельск, ул. Чехова	2034-2035	0,621	0	0,621	Котельная №10
5	Комплексное развитие территории жилой застройки	г. Невельск, ул. Победы	2024-2031	2,795	0	2,795	Центральная районная котельная
6	Комплексное развитие территории жилой застройки	г. Невельск, ул. Яна Фабрициуса	2025-2031	0,932	0	0,932	Котельная №10
7	Комплексное развитие территории жилой застройки	г. Невельск, ул. Морская	2025-2031	0,776	0	0,776	Котельная №10
8	Морской пункт пропуска	Морской пункт пропуска, ул. Вакканай, 65:07:0000016:1126 и 65:07:0000016:1357	2024-2025	0,200	0	0,200	Центральная районная котельная
9	ПАГЗ	г. Невельск, ул. Приморская	2024-2025	0,001	0	0,001	Котельная "Приморская"
10	3 5-этажных дома, комплексное развитие территории	с. Горнозаводск, ул. Центральная, 65:06:0000008:371	2032	0,621	0	0,621	Модульная котельная
11	Снос ветхого жилищного фонда	г. Невельск, ул. Победы	2025-2031	0,972	0	0,972	Центральная районная котельная
12	Снос ветхого жилищного фонда	г. Невельск, ул. Яна Фабрициуса	2025-2031	0,224	0	0,224	Котельная №10
13	Снос ветхого жилищного фонда	г. Невельск, ул. Морская	2025-2031	0,278	0	0,278	Котельная №10

Таблица 10 - Прирост (с учетом сноса) перспективных нагрузок источников тепловой энергии Невельского городского округа

Наименование	Нагрузка, Гкал/ч	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
г. Невельск	Всего	0,550	1,204	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	-	0,412	0,311	0,311
	ОиВ	0,550	1,204	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383	-	0,412	0,311	0,311
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Центральная районная котельная	Всего	0,549	1,032	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	-	0,206	-	-
	ОиВ	0,549	1,032	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	-	0,206	-	-
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №10	Всего	-	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	-	0,206	0,311	0,311
	ОиВ	-	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	-	0,206	0,3105	0,3105
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная "Приморская"	Всего	0,001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОиВ	0,001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
с. Горнозаводск	Всего	-	-	-	-	-	-	-	-	0,621	-	-	-
	ОиВ	-	-	-	-	-	-	-	-	0,621	-	-	-
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Модульная котельная	Всего	-	-	-	-	-	-	-	-	0,621	-	-	-
	ОиВ	-	-	-	-	-	-	-	-	0,621	-	-	-
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №12	Всего	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОиВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГВС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Существующая и перспективная тепловая нагрузка источников теплоснабжения по каждому из перспективных сценариев развития системы приведена в таблице 11. Перспективная тепловая нагрузка источника теплоснабжения была рассчитана с учетом планов по реконструкции системы теплоснабжения, рассмотренных в Главах 5, 7 и 8 настоящих Обосновывающих материалов.

Таблица 11 - Прогноз суммарного потребления тепловой энергии и прирост спроса на тепловую мощность, Гкал/час

№ п/п	Котельная	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы	Примечания
Сценарий 1										
1	Центральная районная котельная	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980	Присоединение перспективной нагрузки.
2	Котельная №10	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071	Присоединение перспективной нагрузки.

№ п/п	Котельная	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы	Примечания
3	Котельная «Приморская»	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	Присоединение перспективной нагрузки.
4	Модульная котельная	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569	Присоединение перспективной нагрузки.
5	Котельная №12	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	-
6	Котельная с. Шебунино	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	-
Сценарий 2										
1	Центральная районная котельная	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980	Присоединение перспективной нагрузки.
2	Котельная №10	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071	Присоединение перспективной нагрузки.
3	Котельная «Приморская»	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	Присоединение перспективной нагрузки.
4	Модульная котельная	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569	Присоединение перспективной нагрузки.
5	Котельная №12	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	-
6	Котельная с. Шебунино	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	-
Сценарий 3										
1	Центральная районная котельная	21,930	22,479	23,511	23,845	24,056	24,266	24,477	25,104	Присоединение перспективной нагрузки, подключение тепловой нагрузки котельной «Приморская»
2	Котельная №10	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071	Присоединение перспективной нагрузки.

№ п/п	Котельная	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы	Примечания
3	Котельная «Приморская»	0,123	0,124	0,124	-	-	-	-	-	Перевод потребителей на реконструируемую Центральную районную котельную.
4	Модульная котельная	7,948	7,948	7,948	8,504	8,504	8,504	8,504	9,125	Присоединение перспективной нагрузки.
5	Котельная №12	0,556	0,556	0,556	-	-	-	-	-	Перевод потребителей на реконструируемую модульную котельную.
6	Котельная с. Шебунино	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	-

## **2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе**

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капитальные вложения по их прокладке.

Для теплоснабжения зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов рекомендуется использовать автономные источники тепла, отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

## **2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Перспективное развитие промышленности намечается, в основном, за счет развития и реконструкции существующих предприятий.

## **2.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

При актуализации схемы теплоснабжения, были произведены расчеты перспективной тепловой нагрузки котельных, а также уточнены сведения по планируемому приросту тепловой нагрузки.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

### ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения не разрабатывалась. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» разработка электронной модели схемы теплоснабжения для поселений, городских округов с численностью населения менее 100 тысяч человек не является обязательной.

Разработка электронной модели системы теплоснабжения выполнена с целью создания инструмента для:

- хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов;
- гидравлического расчета тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлического расчета при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- расчета энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «потери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;
- группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;
- автоматизированного формирования пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;
- автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;
- определения существования пути/путей движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 2021 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

*Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой!*

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети;
- Паспортизация объектов сети;
- Наладочный расчет тепловой сети;
- Поверочный расчет тепловой сети;
- Конструкторский расчет тепловой сети<sup>4</sup>
- Расчет требуемой температуры на источнике;
- Коммутационные задачи;
- Построение пьезометрического графика;
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

### **3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов**

Электронная модель схемы теплоснабжения разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «Zulu-thermo». Модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схемы расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленным данным.

Программный комплекс содержит всю функциональность, необходимую для графического представления и описания тепловых потерь на плане местности, включая базу данных паспортизации тепловых сетей и инструментариев для ввода и корректировки данных. В состав программного комплекса включены все необходимые виды тематических раскрасок, графических выделений, справочных и отчетных документов, формируемых на основании информации, содержащейся в базе данных паспортизации.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

Тепловую сеть можно изображать на карте, с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволит в дальнейшем не только проводить теплогидравлические расчеты, но и решать другие инженерные задачи, зная точное местонахождение тепловых сетей.

Zulu может работать как в локальной системе координат (план-схема), так и в одной из географических проекций.

Система поддерживает более 180 датумов, в том числе ПЗ-90, СК-42, СК-95 по ГОСТ Р 51794-2001, WGS 84, WGS 72, Пулково 42, NAD27, NAD83, EUREF 89. Список поддерживаемых датумов будет расширяться.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные, хранящиеся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении «на лету».

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

### 3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения

В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся следующие элементы, которые образуют между собой связанную структуру: источник, участок тепловой сети, ЦТП, потребитель. Каждый элемент имеет свой паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди этих характеристик есть как необходимые для проведения гидравлического расчета и решения расчетно-аналитических задач, так и справочные.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулируемую арматуру, камеры и другие элементы.

#### *Источник*

Источник – это символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в зависимости от режима работы представлено на рисунке 1. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.



Рисунок 1 - Условное изображение источника

#### *Участок*

Участок – это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. рисунок «Режимы изображения участка». Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.



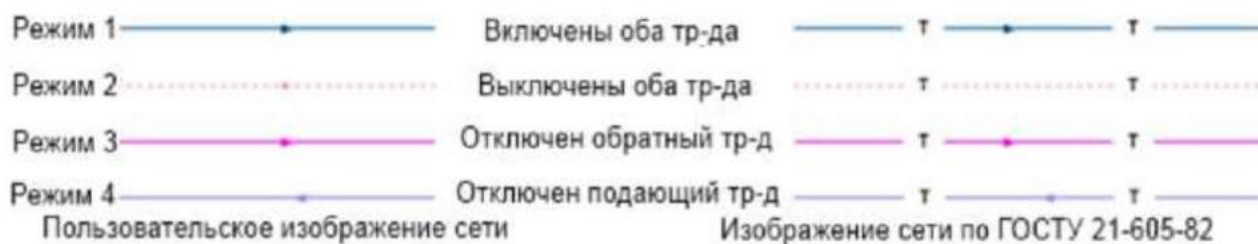


Рисунок 2 - Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

### Узел

Узел – это символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке 3.

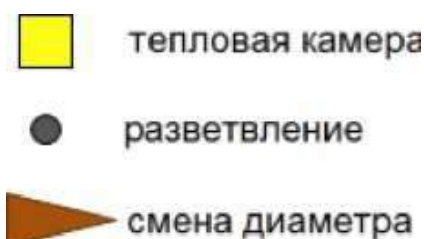


Рисунок 3 - Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

### Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения ЦТП.

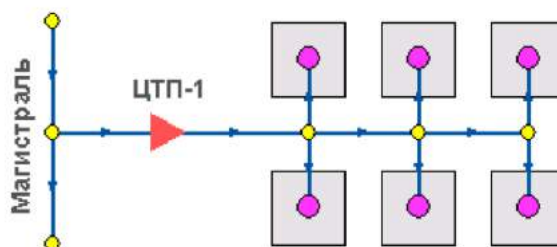


Рисунок 4 - Изображение ЦТП

### Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рисунке 5.

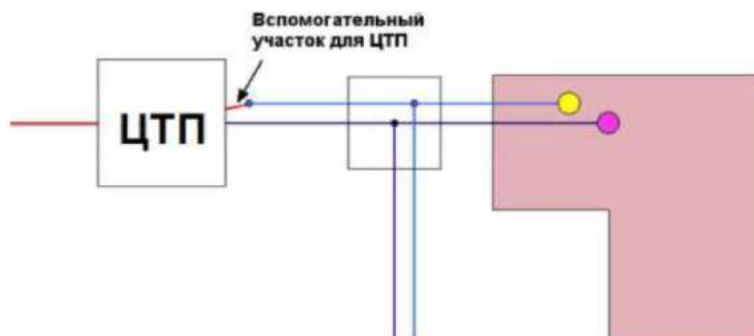


Рисунок 5 - Подключение трубопровода ГВС

### ***Потребитель***

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 6.



Рисунок 6 - Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель — это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смещением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором

воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

### ***Обобщенный потребитель***

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 7.



Рисунок 7 - Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя.

То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.



Рисунок 8 - Варианты включения обобщенных потребителей

### **Задвижка**

Задвижка — это символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы.

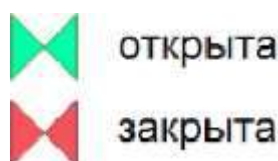


Рисунок 9 - Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах.

### **Перемычка**

Перемычка — это символичный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы представлено на рисунке 10.

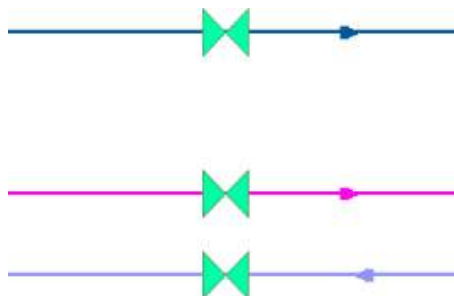


Рисунок 10 - Условное представление перемычки

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

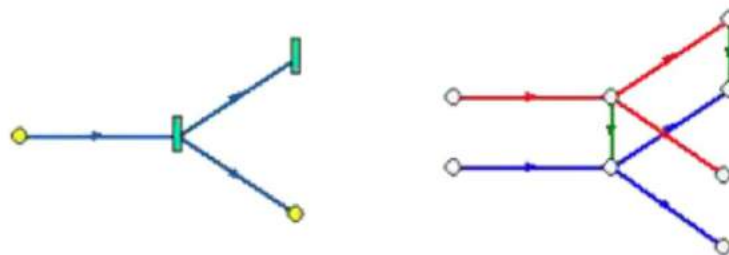


Рисунок 11 - Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка» недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой - только обратный.

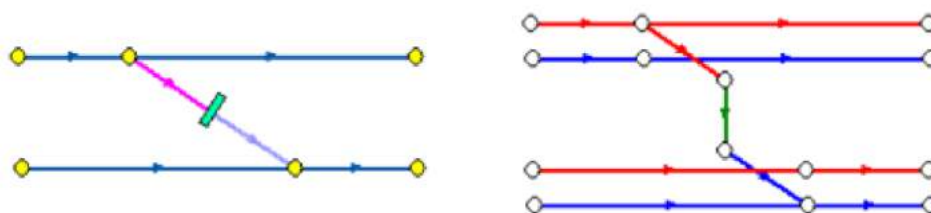


Рисунок 12 - Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

### ***Насосная станция***

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.



Рисунок 13 - Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

### ***Дросселирующие устройства***

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке — это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В

дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

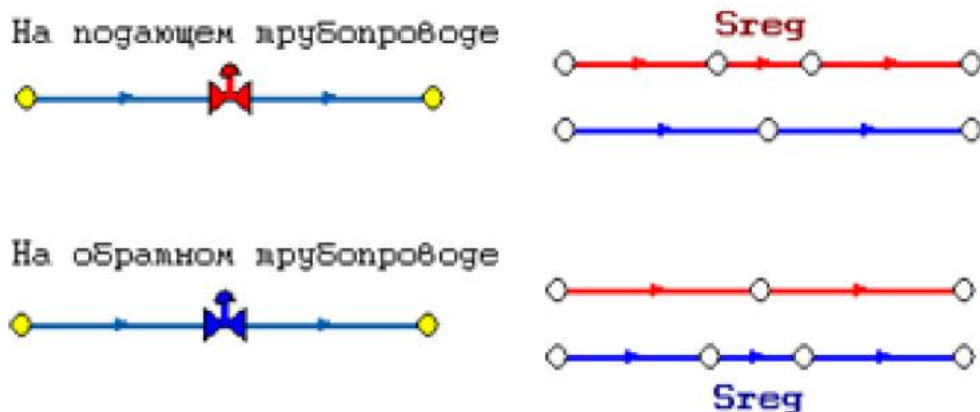


Рисунок 14 - Дросселирующие устройства

### Дроссельная шайба

Дроссельная шайба – это символичный объект тепловой сети, характеризующий фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы.

Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая.

Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.



Рисунок 15 - Условное представление шайбы

### Регулятор давления

Регулятор давления - устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.



Рисунок 16 - Регулятор давления

На рисунке 16 показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

#### ***Регулятор располагаемого напора***

Регулятор располагаемого напора – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.

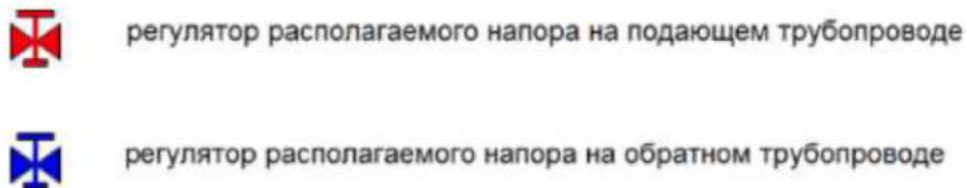


Рисунок 17 - Условное представление регуляторов напора

#### ***Регулятор расхода***

Регулятор расхода – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.

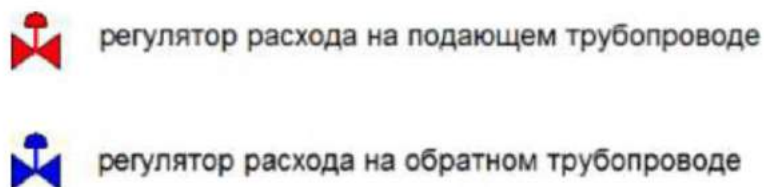


Рисунок 18 - Условное представление регуляторов расхода

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников - наименование предприятия, наименование источника, для потребителей - адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников - геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения населенного пункта.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

### **3.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное**

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования.

Электронная модель предусматривает паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.

Электронная модель позволяет наглядно на топооснове разграничить и паспортизировать единицы территориального деления. Такими границами территориального деления могут являться:

- кадастровые кварталы;
- теплосетевые районы;
- планировочные районы;
- административные районы.

Сетка районирования, нанесенная в электронной модели, позволяет привязать базу данных, состоящую из сведений, входящих в паспорт единицы территориального деления, к площадному объекту, определяющему границы этой единицы.

### **3.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть**

Теплогидравлический расчет программно-расчетного комплекса ZuluThermo включает в себя полный набор функциональных компонентов и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

Размерность рассчитываемых тепловых сетей, степень их закольцованности, а также количество теплоисточников, работающих на общую сеть - не ограничены.

После создания расчетной математической модели сети и формирования паспортизации каждого объекта сети, в получившейся электронной модели поселения могут выполняться различные теплогидравлические расчеты.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков.

Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

В настоящее время в состав расчетов ППК Zulu Thermo входит 6 типов гидравлического расчета:

- наладочный расчет;
- поверочный расчет;
- конструкторский расчет;
- расчет температурного графика;
- расчет надежности;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

### **3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.**

Программное обеспечение ППК ZuluThermo позволяет проводить моделирование всех видов переключений в «гидравлической модели» сети. Суть заключается в автоматическом отслеживании программой состояния запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое переключение на схеме тепловой сети влечет за собой автоматическое выполнение гидравлического расчета, и, таким образом, в любой момент времени пользователь видит тот гидравлический режим, который соответствует текущему состоянию всей совокупности запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов на схеме тепловой сети.

Переключения могут быть как одиночными, так и групповыми, для любой выбранной (помеченной) совокупности переключаемых элементов.

Для насосных агрегатов и их групп в модели доступны несколько видов переключений:

- включение/выключение;



- дросселирование;
- изменение частоты вращения привода.

Задвижки типа «дроссель», помимо двух крайних состояний (открыта/закрыта), могут иметь промежуточное состояние «прижата», определяемое в либо в процентах открытия клапана, либо в числе оборотов штока. При этом состоянии задвижка моделируется своим гидравлическим сопротивлением, рассчитанным по паспортной характеристике клапана.

При любом переключении насосных агрегатов в насосной станции или на источнике автоматически пересчитывается суммарная расходно-напорная характеристика всей совокупности работающих насосов.

Для регуляторов давления и расхода переключением является изменение уставки.

Для потребителей переключением является любое из следующих действий:

- включение/отключение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;
- ограничение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;
- изменение температурного графика или удельных расходов теплоносителя по видам тепловой нагрузки.

Предусмотрена генерация специальных отчетов об отключенных/включенных абонентах и участках тепловой сети, состояние которых изменилось в результате последнего произведенного единичного или группового переключения. Эти отчеты могут содержать любую информацию об этих объектах, содержащуюся в базе данных.

Режим гидравлического моделирования позволяет оперативно получать ответы на вопросы типа «Что будет, если...?» Это дает возможность избежать ошибочных действий при регулировании режима и переключениях на реальной тепловой сети.

Подсистема гидравлических расчетов позволяет моделировать произвольные режимы, в том числе аварийные и перспективные. Гидравлическое моделирование предполагает внесение в модель каких-то изменений с целью воспроизведения режимных последствий этих изменений, которые искажают реальные данные, описывающие эксплуатируемую тепловую сеть в ее текущем состоянии.

Подсистема гидравлических расчетов содержит специальный инструментарий, позволяющий для целей моделирования создавать и администрировать специальные «модельные» базы – наборы данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых предусматривается произведение любых манипуляций без риска исказить или повредить контрольную базу. Данный механизм также обеспечивает возможность осуществления сравнительного анализа различных режимов работы тепловой сети, реализованных в модельных базах, между собой. В частности, наглядным аналитическим инструментом является сравнительный пьезометрический график, на котором приводятся изменения гидравлического режима, произошедшие в результате тех или иных манипуляций.

### **3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку**

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчёт тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Балансы тепловой энергии по источникам теплоснабжения приведены в Главе 4 настоящих обосновывающих материалов.



В результате расчетов балансов тепловой энергии по источникам и по территориальному признаку, выполняемых в ПРК ZuluThermo, устанавливается потребность в тепловой энергии существующих и перспективных потребителей в каждом субъекте округа, с целью установления доли полезного отпуска тепловой энергии в сеть и значений потерь энергии.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

### **3.7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя**

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), а также по различным владельцам (балансодержателям) участков тепловой сети.

Возможно копирование исходных данных от одного источника или ЦТП сразу всем объектам, отдельно источникам, ЦТП по контуру отопления или ГВС. Также результаты выполненных расчетов можно посмотреть экспортировать в MS Excel.

### **3.8 Расчет показателей надежности теплоснабжения.**

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетных значений показателей надежности с нормированными значениями этих показателей в соответствии с положениями п. 6.28 СНиП 41-02- 2003.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Оценка надежности системы теплоснабжения приведена в Главе 11 Обосновывающих материалов.

### **3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.**

Разработанная электронная модель позволяет осуществлять групповые изменения характеристик различных теплосетевых объектов:

- для потребителей - изменять для группы потребителей расчетные температуры прямой и обратной сетевой воды, схемы их подключения, ограничения тепловых нагрузок, наладочные характеристики, количество теплообменников и т.д.

- для тепловых сетей - изменять тип и год прокладки, вид тепловой изоляции, коэффициент местных потерь и шероховатость и т.д.

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования. Основным предназначением является калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся

от проектных, в силу происходящих во времени изменений - коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах тепловой сети МО это приводит к значительным расхождениям результатов гидравлического расчета по «проектным» значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо.

Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

Инструмент групповых операций позволяет выполнить изменение характеристик для подмножества участков тепловой сети, определяемого заданным критерием отбора, в частности:

- по всей базе данных описания тепловой сети;
- по одной из связанных компонент тепловой сети (тепловой зоне источника);
- по некоторой графической области, заданной произвольным многоугольником;
- вдоль выбранного пути.

При этом на любой из вышеперечисленных «пространственных» критериев может быть наложена суперпозиция критериев отбора по классифицирующим признакам:

- по подающим или обратным трубопроводам тепловой сети, либо симметрично;
- по виду тепловых сетей (магистральные, распределительные, внутриквартальные);
- по участкам тепловой сети определенного условного диаметра;
- по участкам тепловой сети с определенным типом прокладки, и т.п.

Критерии отбора могут быть произвольными при соблюдении основного требования: информация, на основании которой строится отбор, должна в явном виде присутствовать в паспортных описаниях участков тепловой сети.

Для участков тепловых сетей, отобранных по определенной совокупности критериев, можно произвести любую из следующих операций:

- изменение эквивалентной шероховатости;
- изменение степени зарастания трубопроводов;
- изменение коэффициента местных потерь;
- изменение способа расчета сопротивления.

После проведения серии изменений характеристик участков трубопроводов тепловой сети автоматически производится гидравлический расчет, результаты которого сразу же доступны для визуализации на схеме и анализа.

Поскольку при изменении характеристик участков тепловой сети их паспорта не модифицируются, в любой момент можно вернуться к исходному состоянию расчетной гидравлической модели, определяемому паспортными значениями характеристик участков тепловой сети.

### **3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.**

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;

- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора.

Цвет и стиль линий задается пользователем.

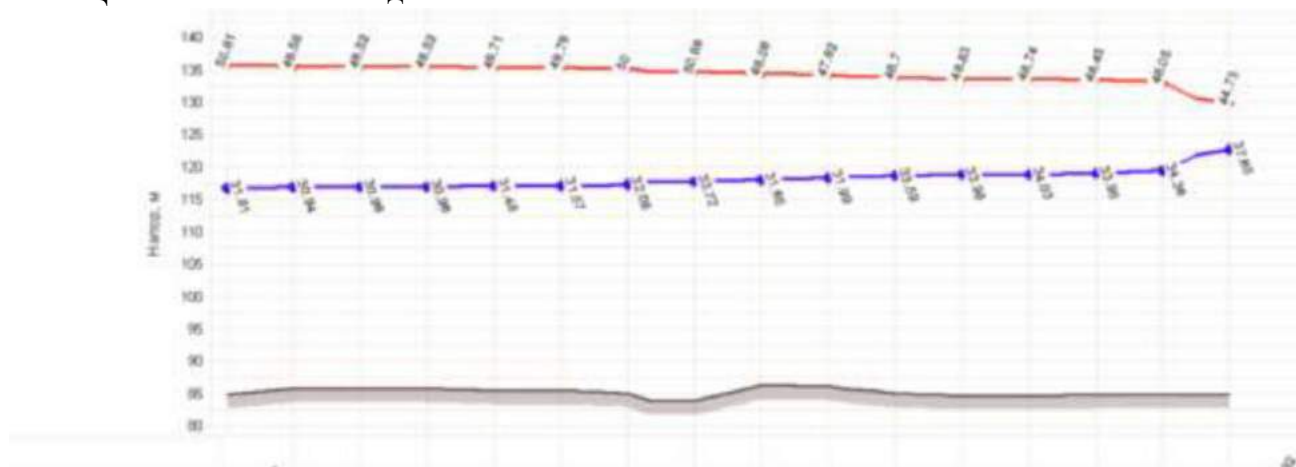


Рисунок 19 - Пример пьезометрического графика

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Также график может отображать падение температуры в тепловой сети, после проведения расчетов с учетом тепловых потерь. При этом на график выводятся значения температур в узловых точках по подающему и обратному трубопроводам. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Пьезометрические графики существующего положения системы теплоснабжения и их пути представлены на рисунках ниже.

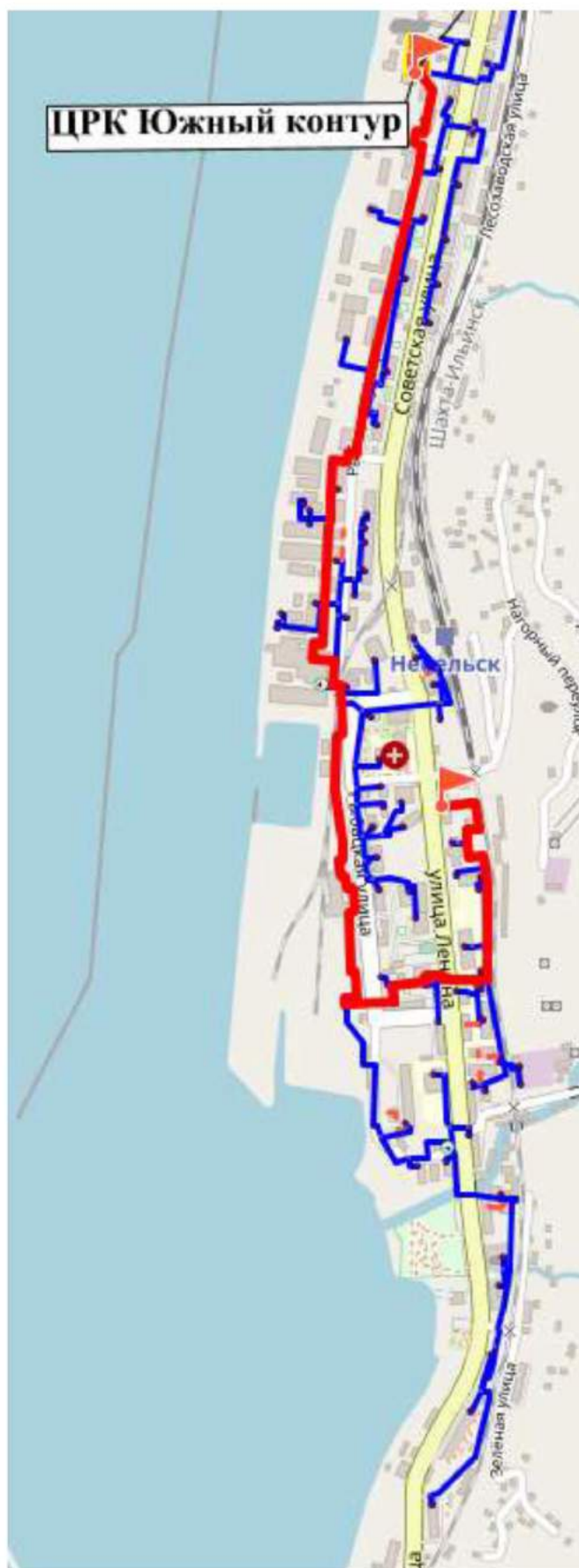


Рисунок 20 - Путь построения пьезометрического графика от Центральной районной котельной до потребителя Дом правосудия, Ленина, 9

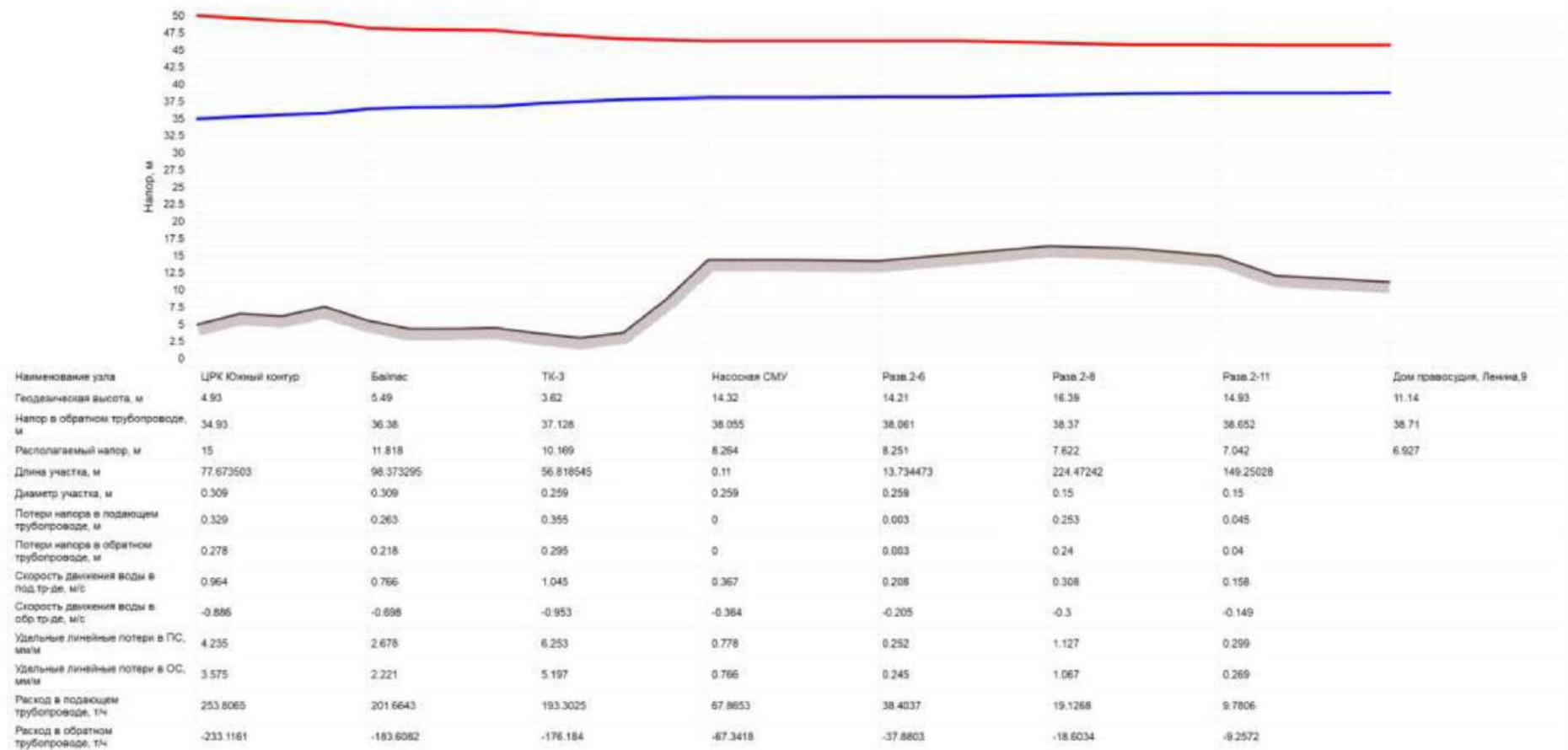


Рисунок 21 - Пьезометрический график от Центральной районной котельной до потребителя Дом правосудия, Ленина, 9

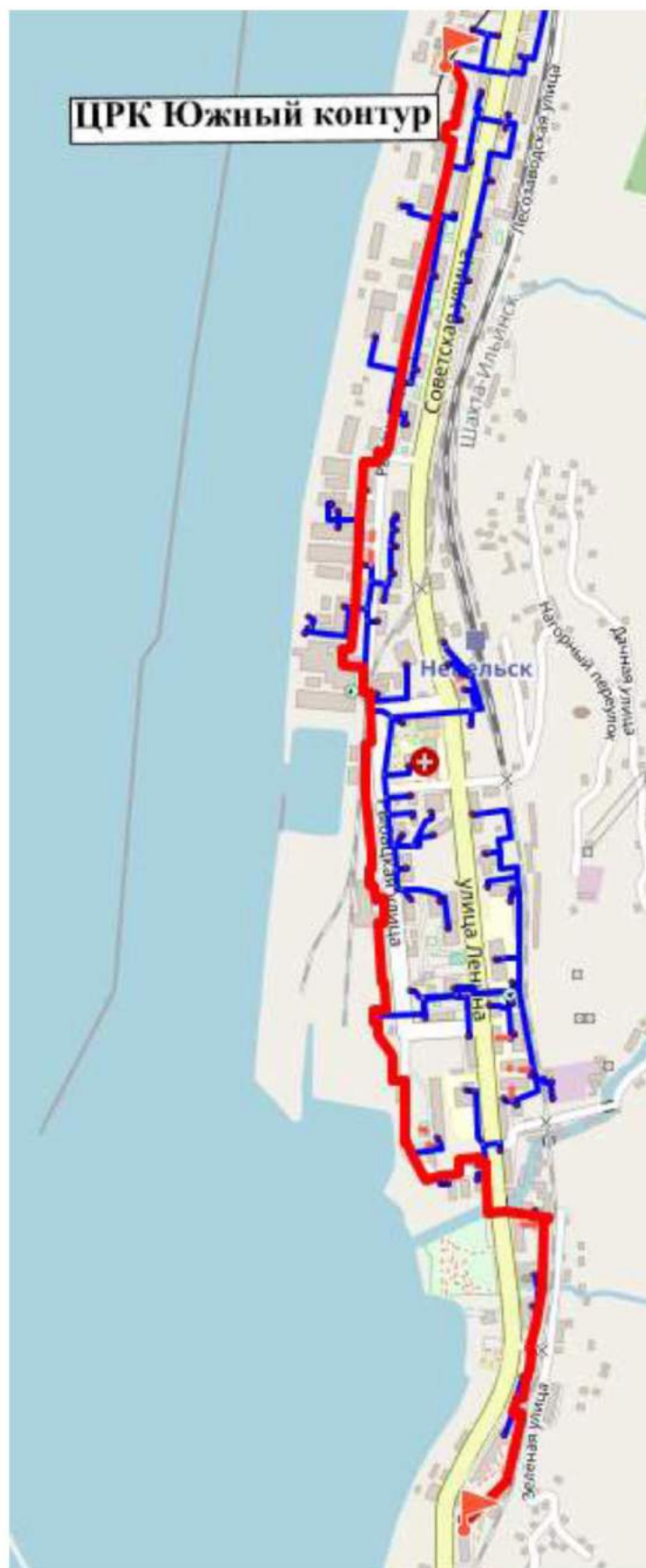


Рисунок 22 - Путь построения пьезометрического графика от Центральной районной котельной до потребителя Береговая, 19

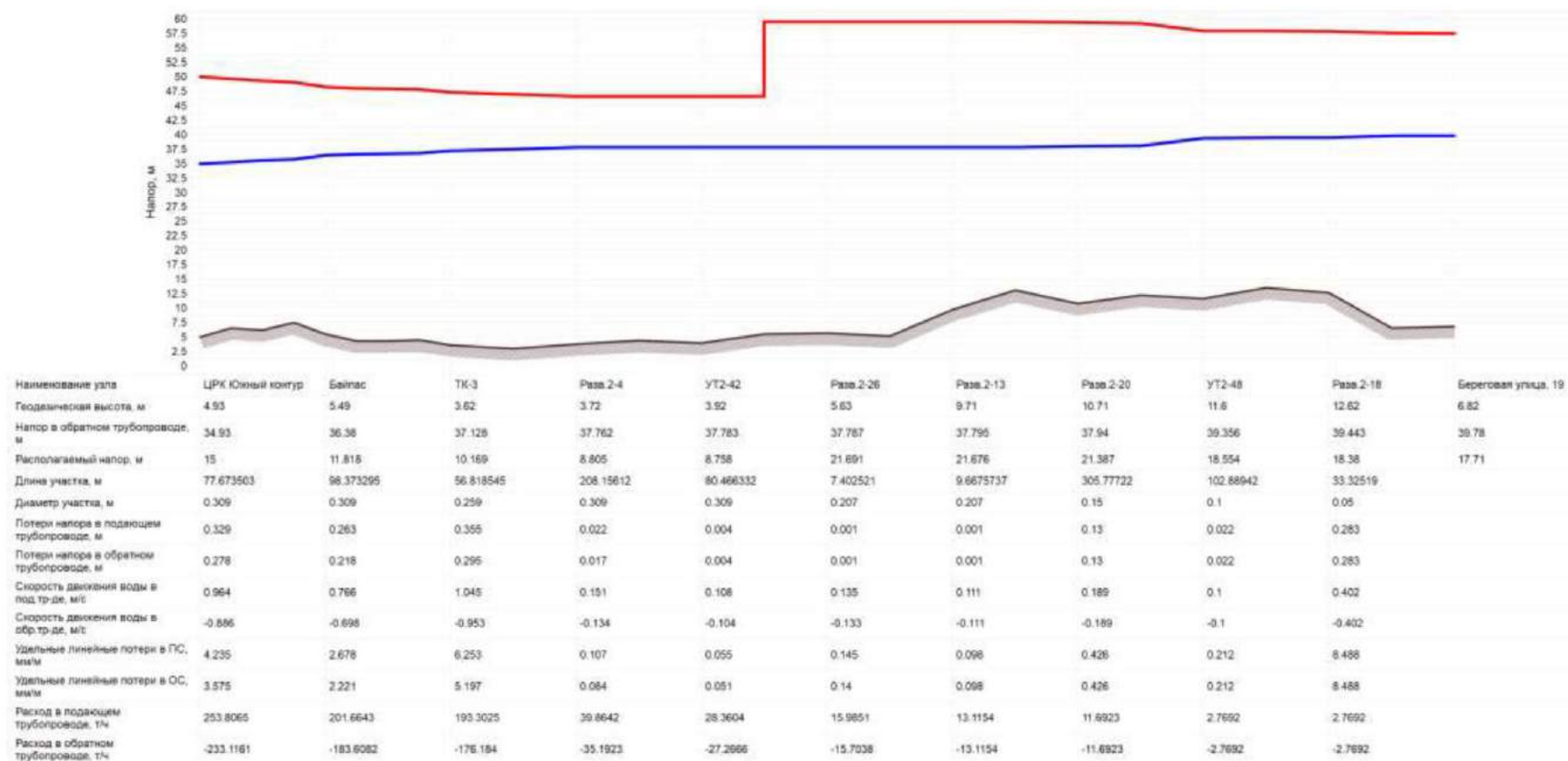


Рисунок 23 - Пьезометрический график от Центральной районной котельной до потребителя Береговая, 19



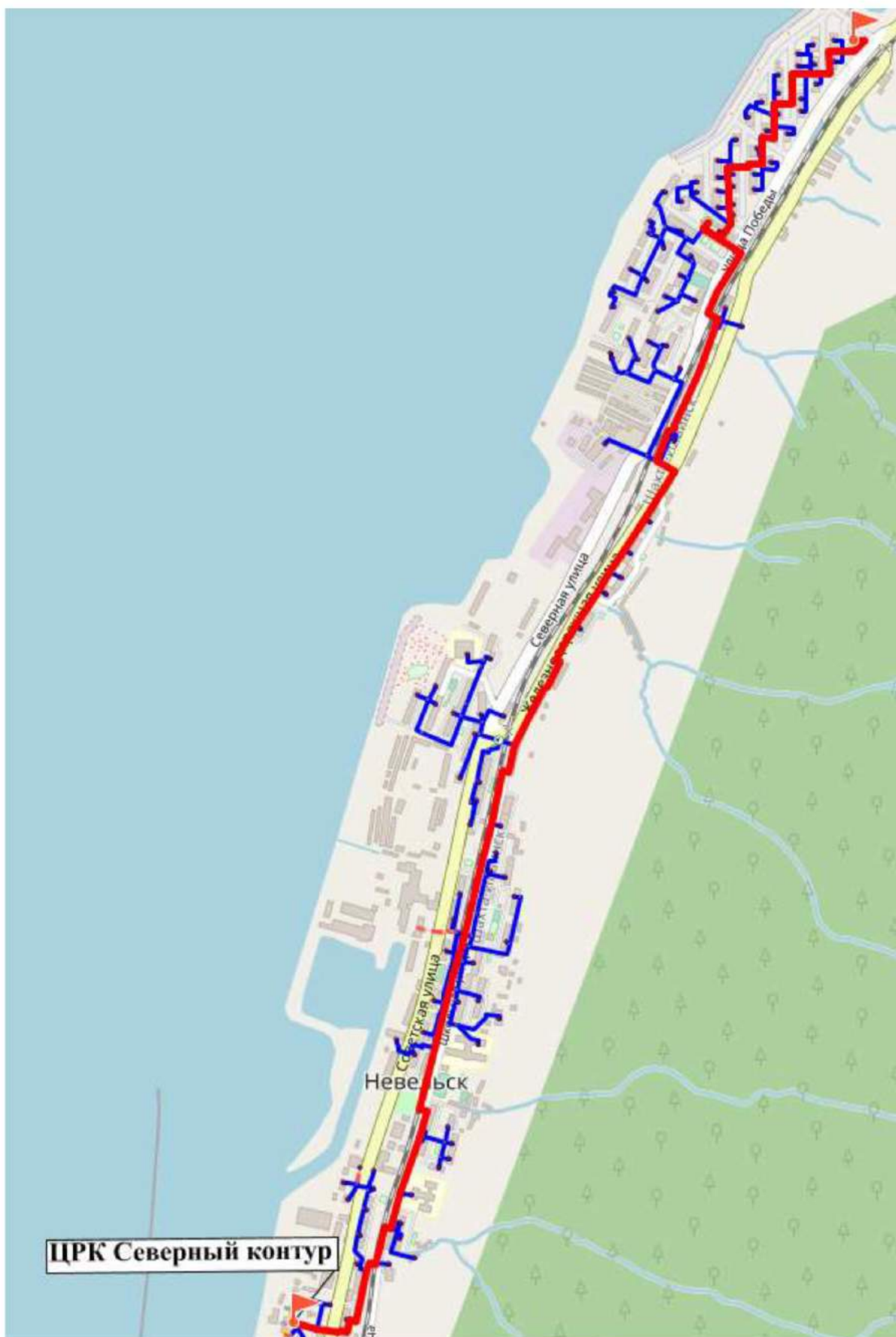


Рисунок 24 - Путь построения пьезометрического графика от Центральной районной котельной до потребителя Победы, 63



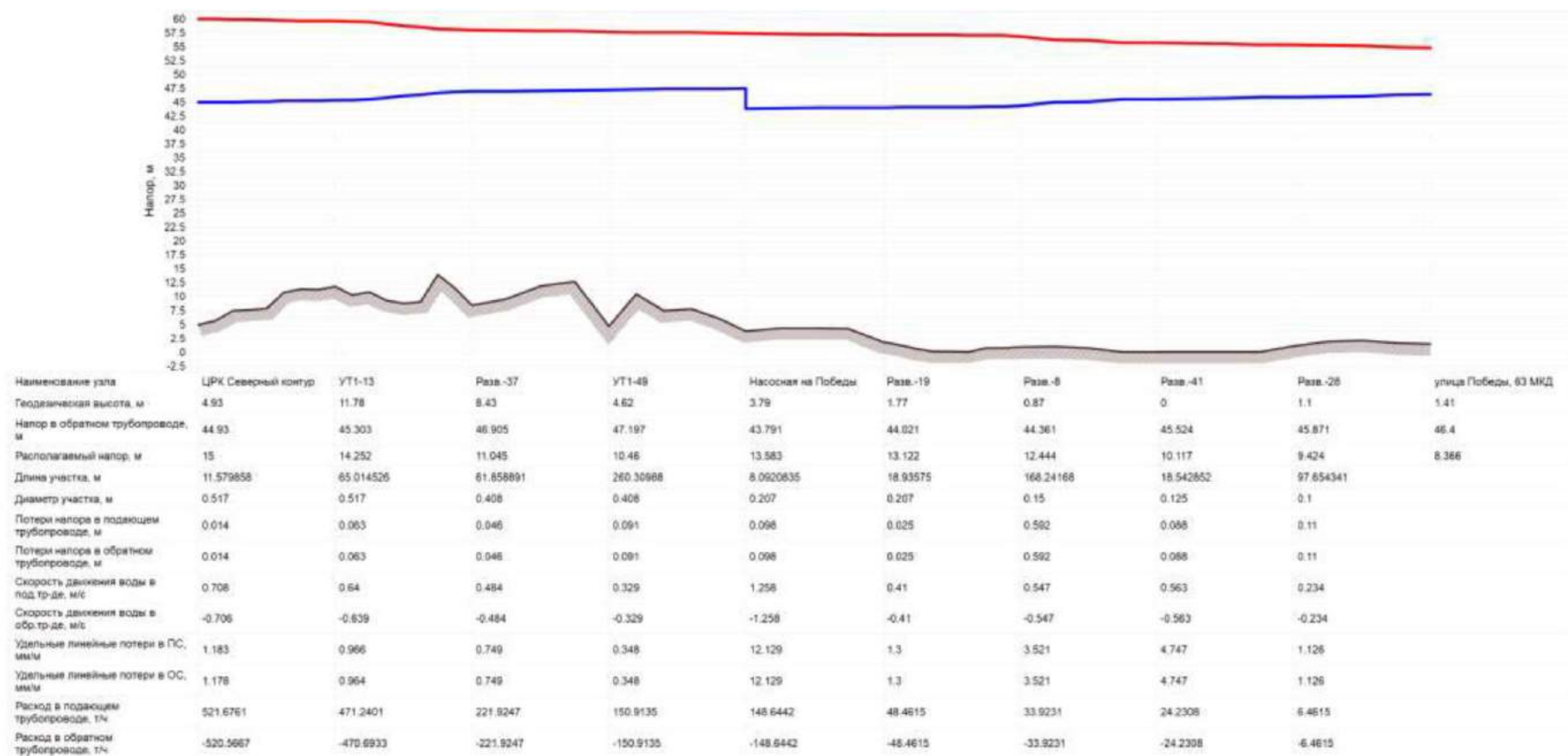


Рисунок 25 - Пьезометрический график от Центральной районной котельной до потребителя Победы, 63



Рисунок 26 - Путь построения пьезометрического графика от Центральной районной котельной до потребителя 70 лет Октября,5

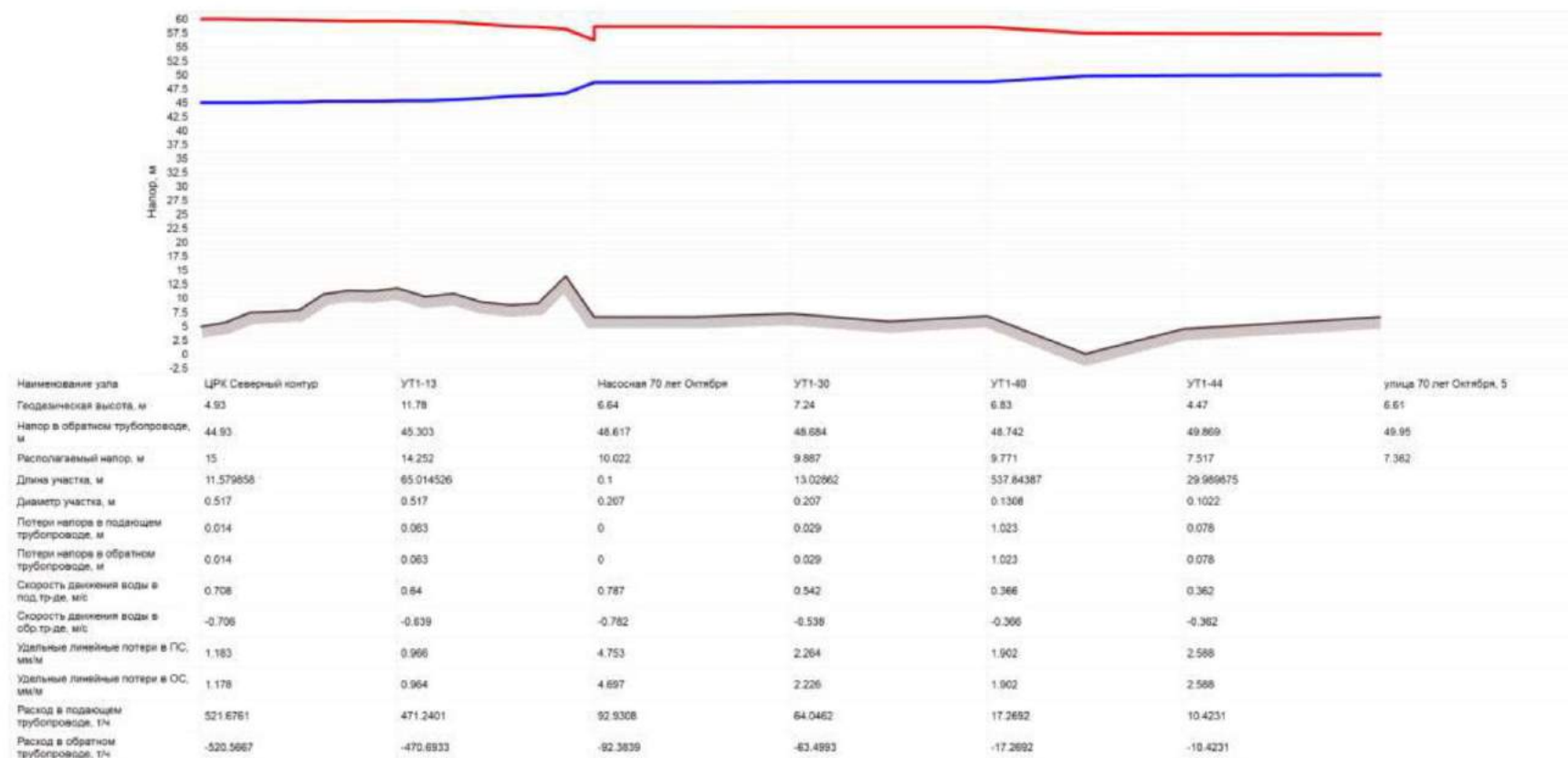


Рисунок 27 - Пьезометрический график от Центральной районной котельной до потребителя 70 лет Октября,5

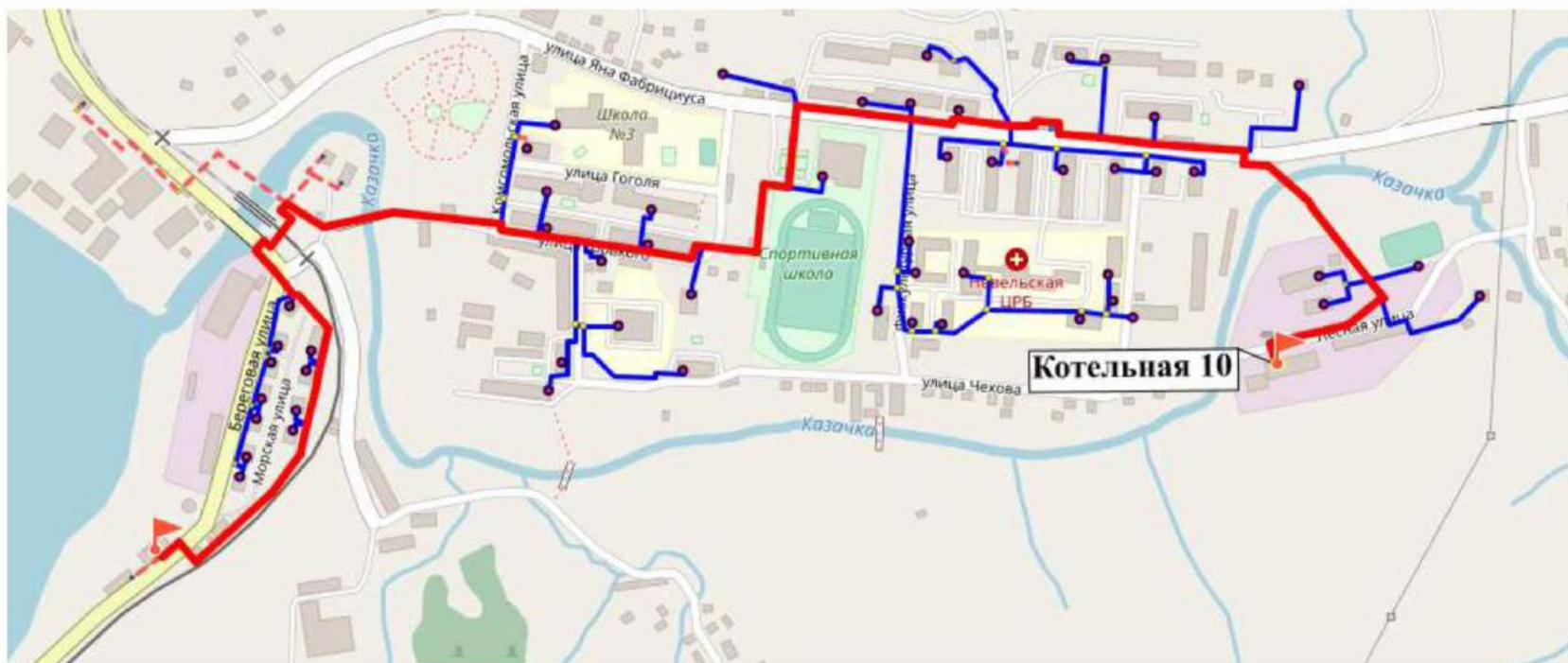


Рисунок 28 - Путь построения пьезометрического графика от котельной №10 до потребителя Морская,6



Рисунок 29 - Пьезометрический график от котельной №10 до потребителя Морская,6



Рисунок 30 - Путь построения пьезометрического графика от котельной «Приморская» до потребителя Приморска, 64А

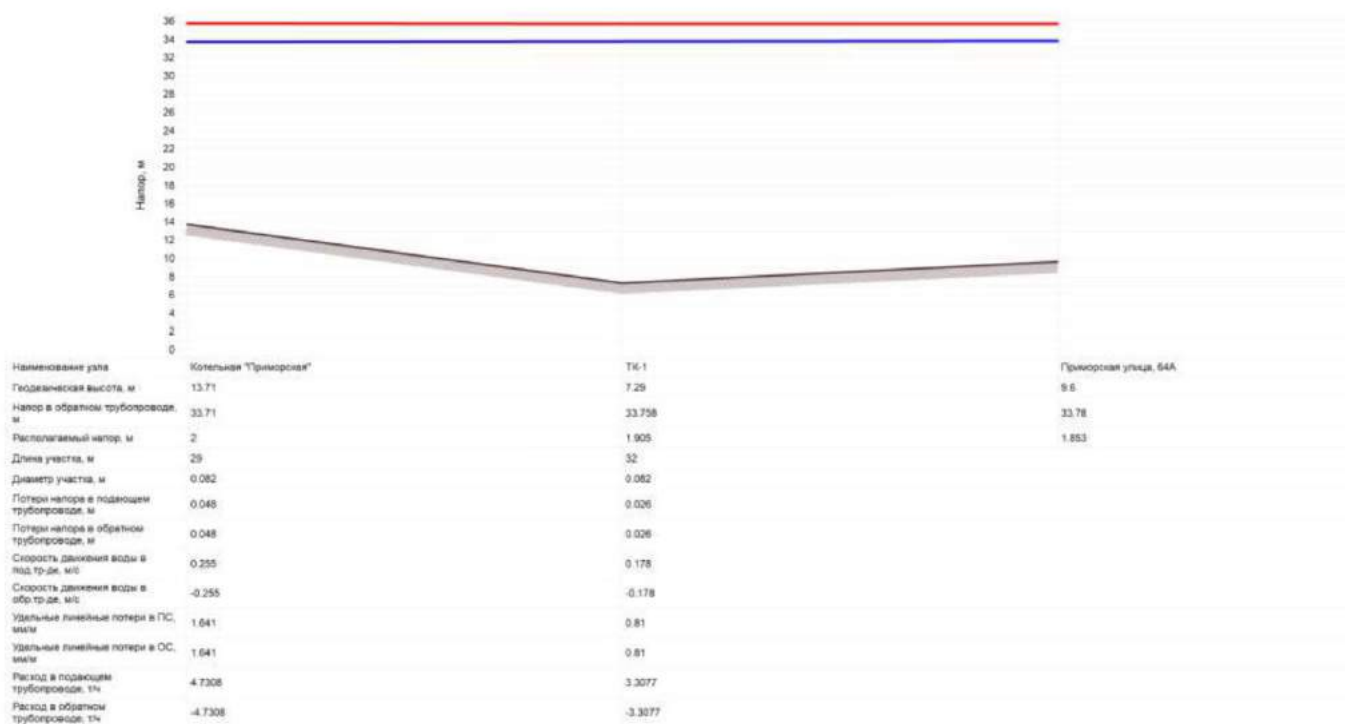


Рисунок 31 - Пьезометрический график от котельной «Приморская» до потребителя Приморска, 64А





Рисунок 32 - Путь построения пьезометрического графика от модульной котельной до потребителя Советская, 59

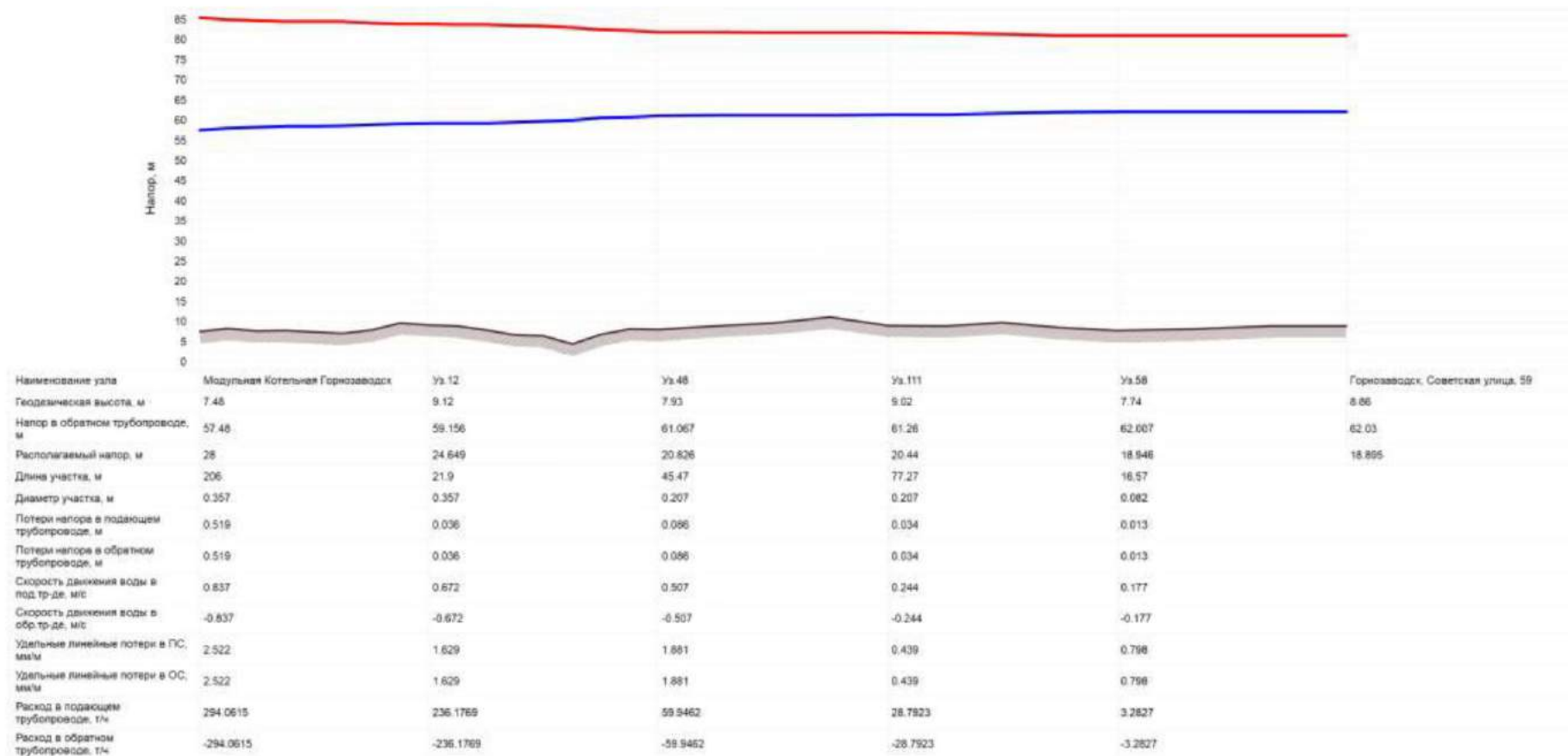


Рисунок 33 - Пьезометрический график от модульной котельной до потребителя Советская, 59



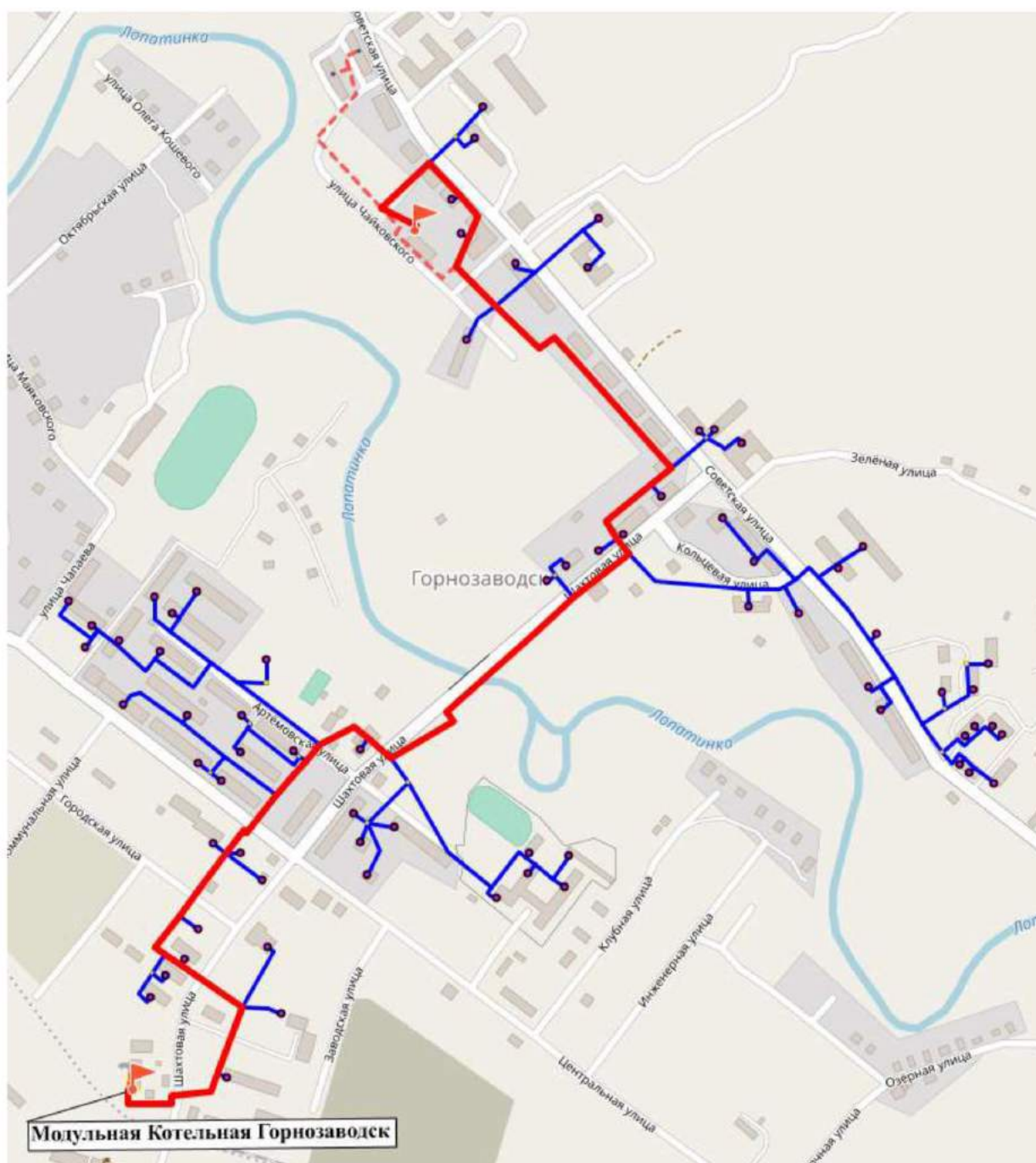


Рисунок 34 - Путь построения пьезометрического графика от модульной котельной до потребителя Советская, 10А

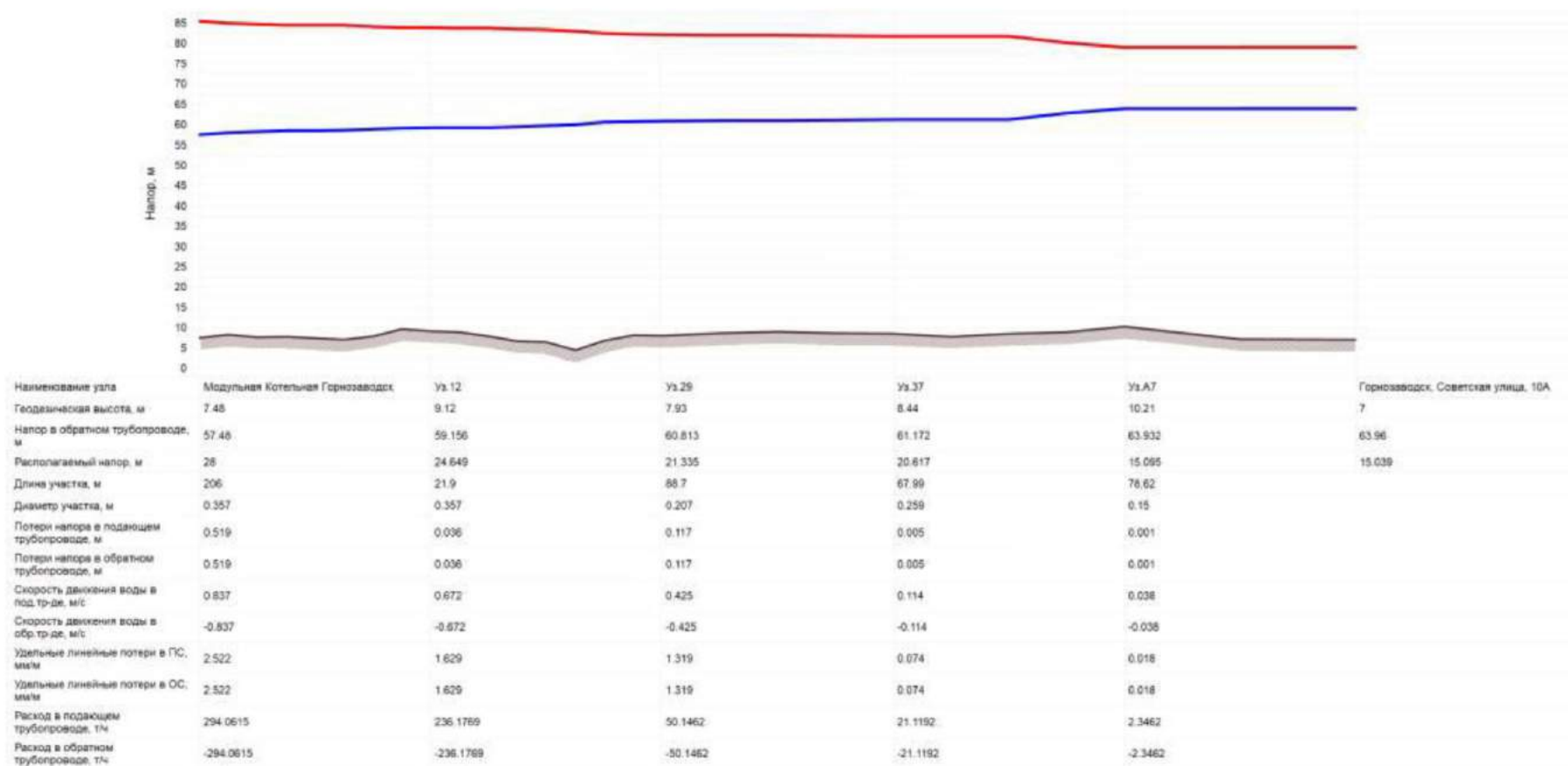


Рисунок 35 - Пьезометрический график от модульной котельной до потребителя Советская, 10А

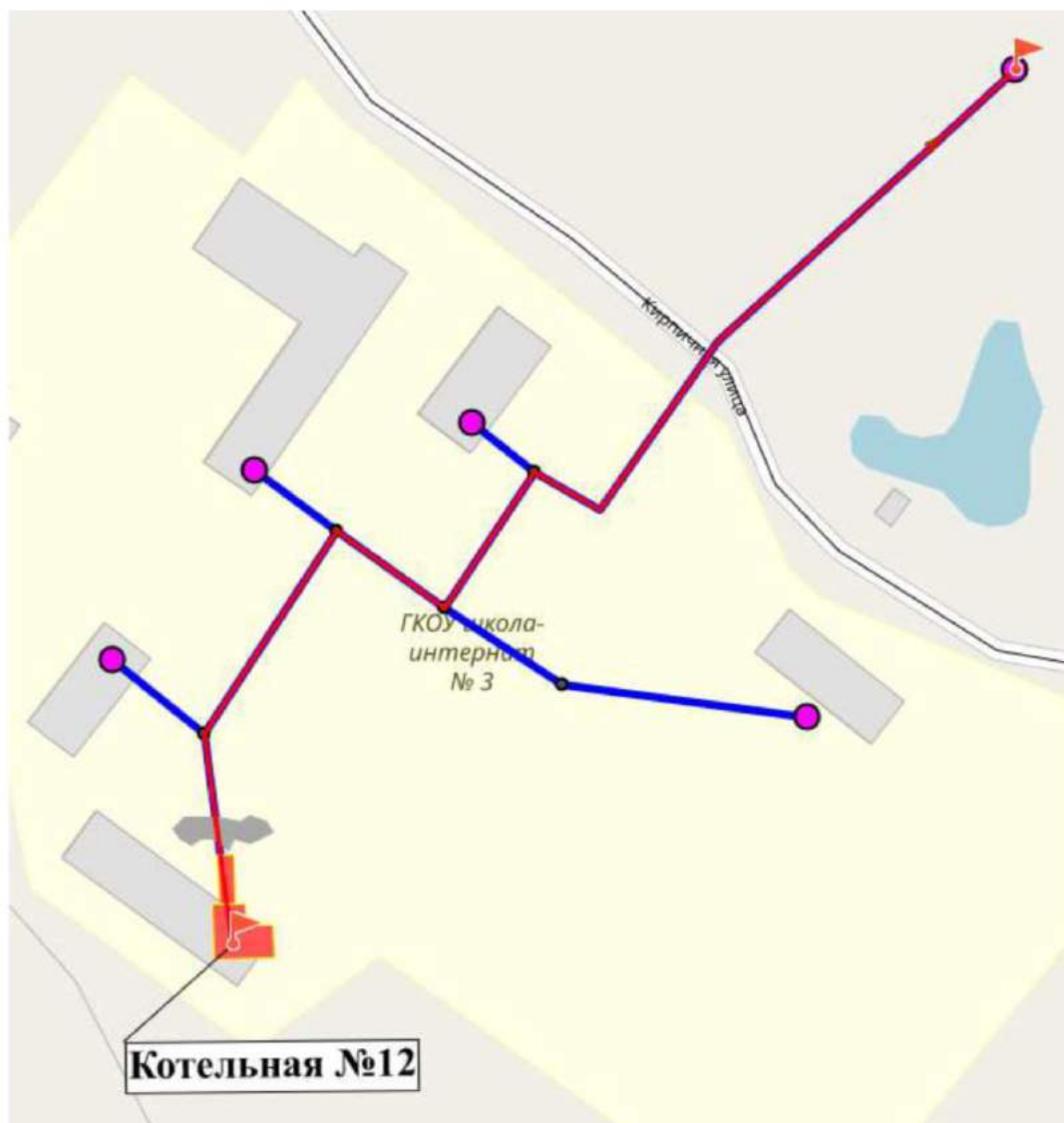


Рисунок 36 - Путь построения пьезометрического графика от котельной №12 до потребителя КОС-60



Рисунок 37 - Пьезометрический график от котельной №12 до потребителя КОС-60

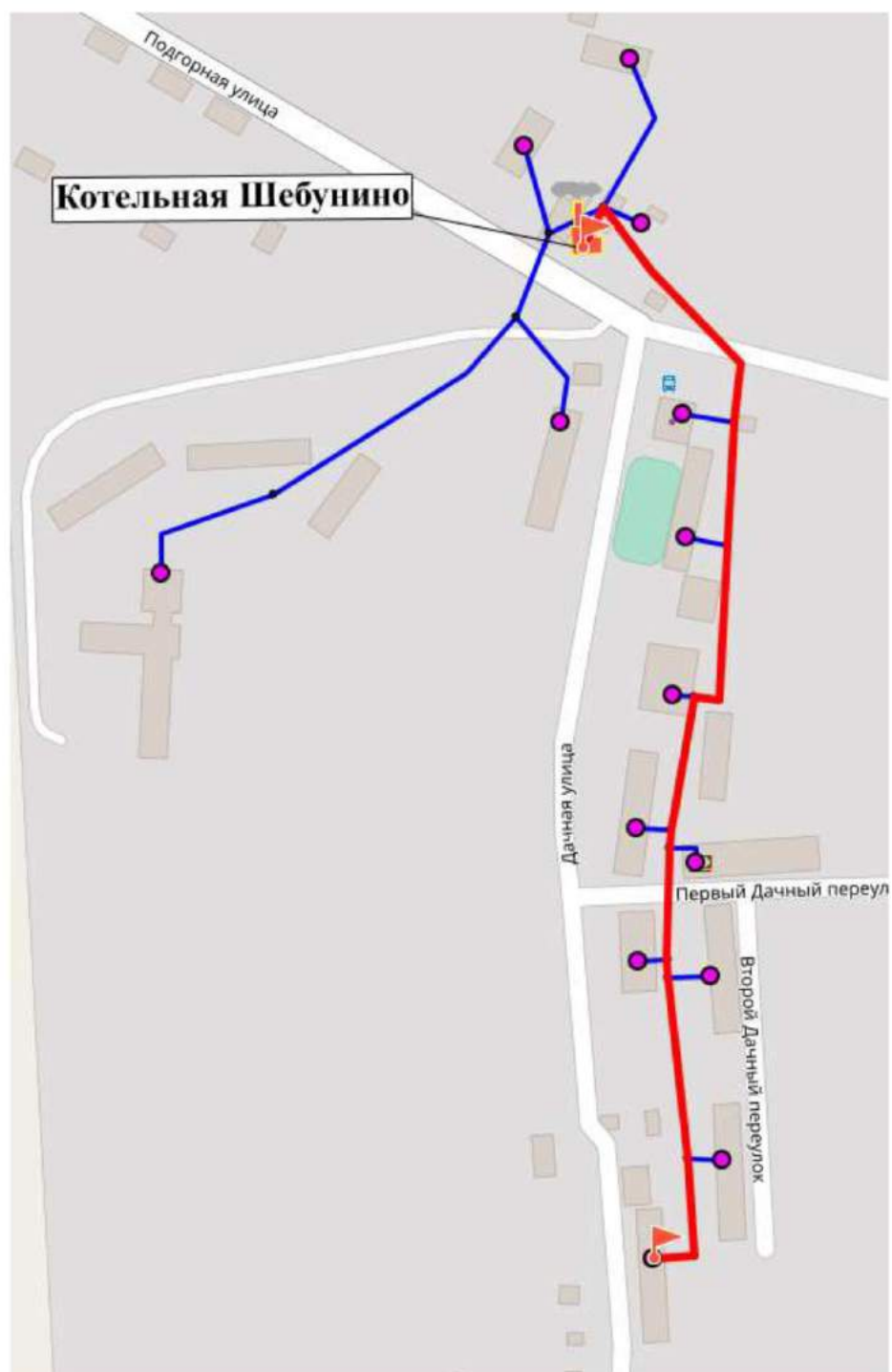


Рисунок 38 - Путь построения пьезометрического графика от котельной с. Шебунино до потребителя Дачная, 11



Рисунок 39 - Пьезометрический график от котельной с. Шебунино до потребителя Дачная, 11

### 3.11 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения были внесены корректировки в ранее разработанную электронную модель, уточнены параметры тепловых сетей, сведения о перспективных зонах деятельности источников теплоснабжения.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Целью разработки перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, является установление возможных дефицитов тепловой мощности источника теплоснабжения, при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии и определение зон с перспективной тепловой нагрузкой не обеспеченной источниками тепловой энергии.

**4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды**

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей по каждому из сценариев перспективного развития системы теплоснабжения округа приведены в таблицах 12-14.

Таблица 12 – Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей (Сценарий 1)

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
<b>1</b>	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
1.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590
1.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	4,870	4,870	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093
1.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980
1.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	17,010	16,461	15,206	14,995	14,785	14,574	14,364	13,737
<b>2</b>	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200



№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
2.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	1,260	1,260	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
2.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	8,502	8,502	8,294	8,121	7,949	7,777	7,605	6,433
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260
3.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260
3.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
3.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
3.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
3.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,090	0,089	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320	10,320
4.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	9,000	9,000	9,000	9,000	10,320	10,320	10,320	10,320
4.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
4.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
4.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569
4.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-0,018	-0,018	-0,018	-0,018	1,302	1,302	1,302	0,681
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
5.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
5.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
5.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
5.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15



№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
6.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
6.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
6.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
6.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
6.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652

Таблица 13 – Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей (Сценарий 2)

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
1.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590
1.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	4,870	4,870	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093
1.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980
1.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	17,010	16,461	15,206	14,995	14,785	14,574	14,364	13,737
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
2.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	1,260	1,260	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
2.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	8,502	8,502	8,294	8,121	7,949	7,777	7,605	6,433
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
3.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
3.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
3.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
3.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
3.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,090	0,089	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	10,320	10,320	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
4.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	9,000	9,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
4.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
4.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
4.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569
4.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-0,018	-0,018	2,982	2,982	2,982	2,982	2,982	2,361
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
5.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
5.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
5.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
5.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
5.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514	1,514
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
6.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
6.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
6.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
6.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652

Таблица 14 – Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей (Сценарий 3)

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400	44,400
1.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
1.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590	0,590
1.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	4,870	4,870	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093	5,093
1.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,845	24,056	24,266	24,477	25,104
1.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	17,010	16,461	15,206	14,871	14,661	14,450	14,240	13,613
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
2.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
2.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	1,260	1,260	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296	1,296
2.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	8,502	8,502	8,294	8,121	7,949	7,777	7,605	6,433
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,300	-	-	-	-	-
3.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	0,228	0,228	0,300	-	-	-	-	-
3.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-
3.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	-	-	-	-	-
3.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010	-	-	-	-	-
3.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	-	-	-	-	-
3.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,090	0,089	0,161	-	-	-	-	-
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	10,320	10,320	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
4.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	9,000	9,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
4.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
4.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
4.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	8,504	8,504	8,504	8,504	9,125
4.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-0,018	-0,018	2,982	2,426	2,426	2,426	2,426	1,805
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	-	-	-	-	-
5.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	-	-	-	-	-
5.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		-	-	-	-	-
5.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-	-
5.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	-	-	-	-	-
5.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	-	-	-	-	-
5.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,514	1,514	1,514	-	-	-	-	-
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6.2	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
6.3	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0	0		0	0	0	0	0
6.4	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
6.5	Потери в тепловых сетях от отпущенной тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
6.6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
6.7	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652

#### **4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии**

С целью определения резерва пропускной способности существующих тепловых сетей в существующих зонах действия источников тепловой энергии выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом микрорайоне к магистральным тепловым сетям. Для определения зон с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей выполнен расчет гидравлического режима существующих тепловых сетей с учетом перспективной тепловой нагрузки.

Гидравлический расчет выполнен с использованием электронной модели системы теплоснабжения МО «Невельский городской округ» в ПРК Zulu 2021.

Для наглядного представления перспективных гидравлических режимов тепловых сетей от существующих источников теплоснабжения построены пьезометрические графики.

На рисунках ниже представлены путь для построения пьезометрического графика от котельной до перспективных потребителей и пьезометрический график, отображающие результаты расчетов гидравлических режимов существующих тепловых сетей с перспективной тепловой нагрузкой.

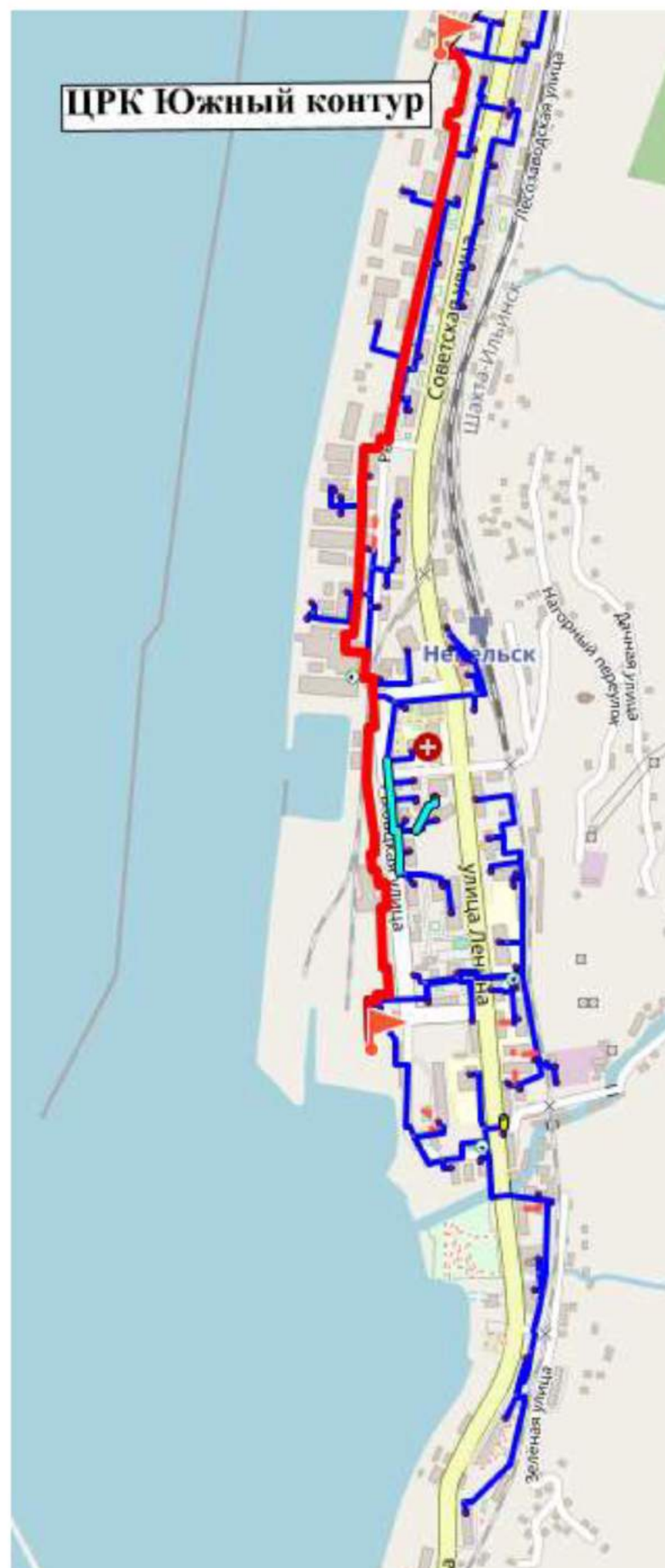


Рисунок 40 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя Морской пункт пропуска

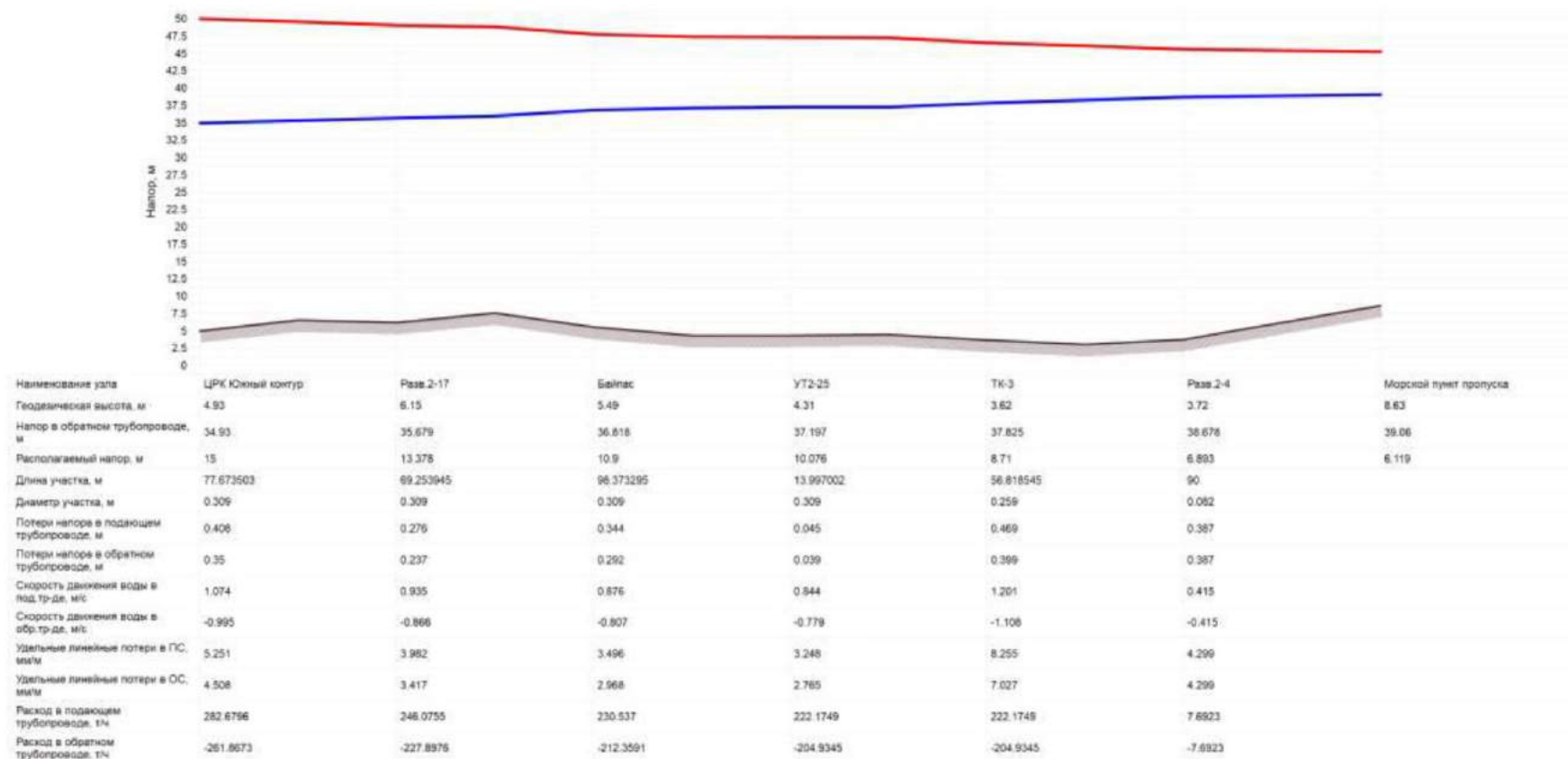


Рисунок 41 - Пьезометрический график до перспективного потребителя Морской пункт пропуска



Рисунок 42 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя Начальная общеобразовательная школа





Рисунок 43 - Пьезометрический график до перспективного потребителя Начальная общеобразовательная школа



Рисунок 44 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя комплексная жилая застройка (ул. Победы)

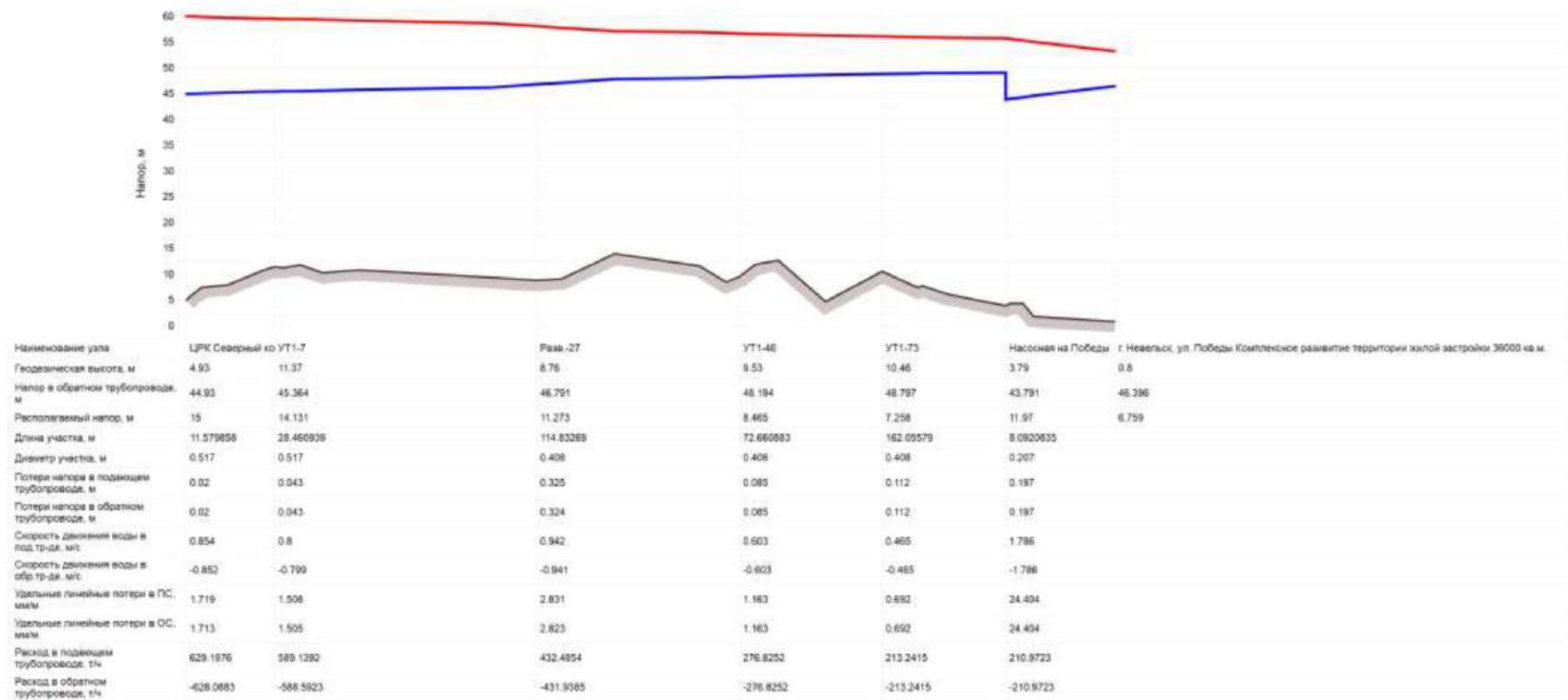


Рисунок 45 - Пьезометрический график до перспективного комплексная жилая застройка (ул. Победы)

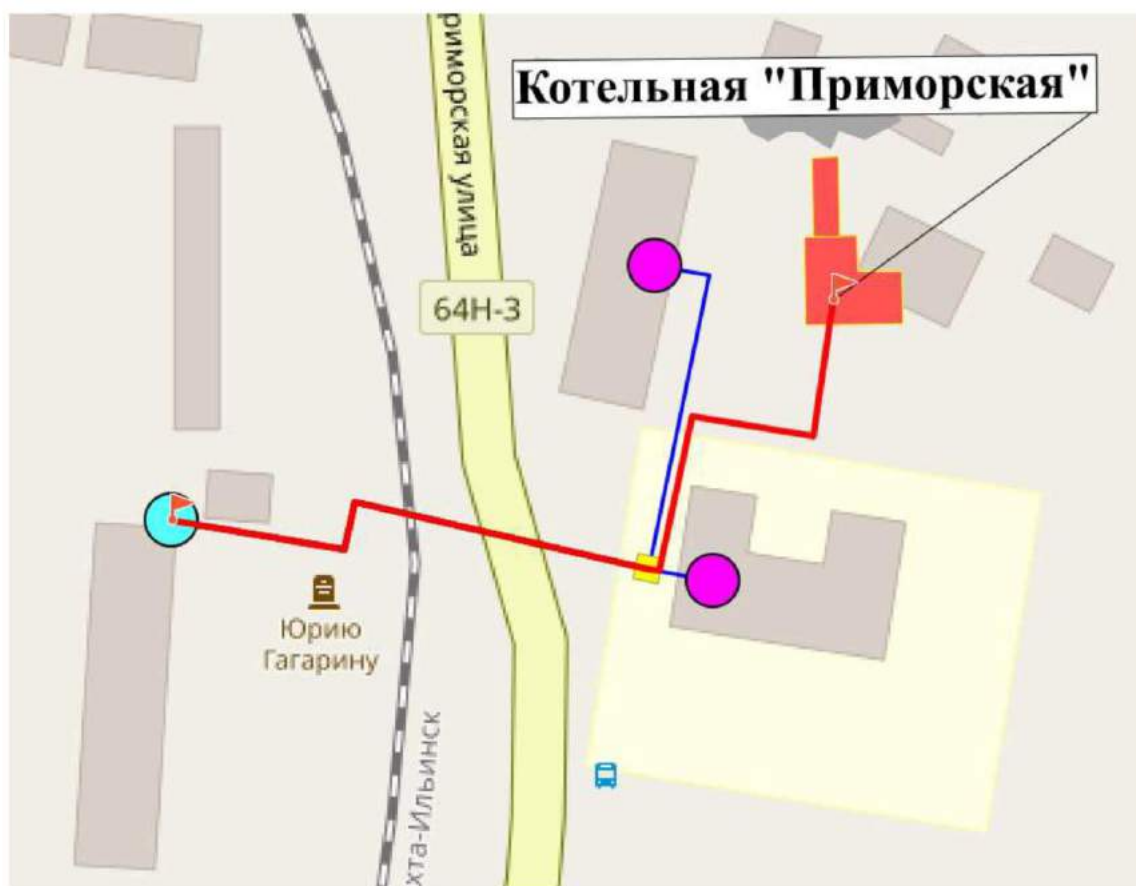


Рисунок 46 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя ПАГЗ

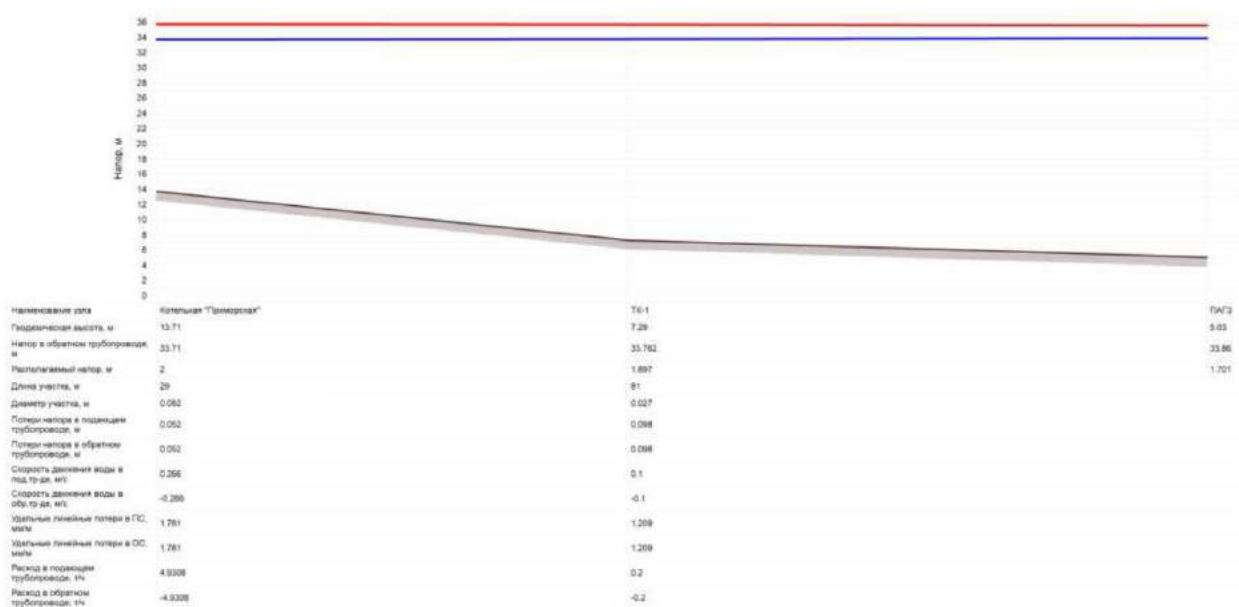


Рисунок 47 - Пьезометрический график до перспективного потребителя ПАГЗ

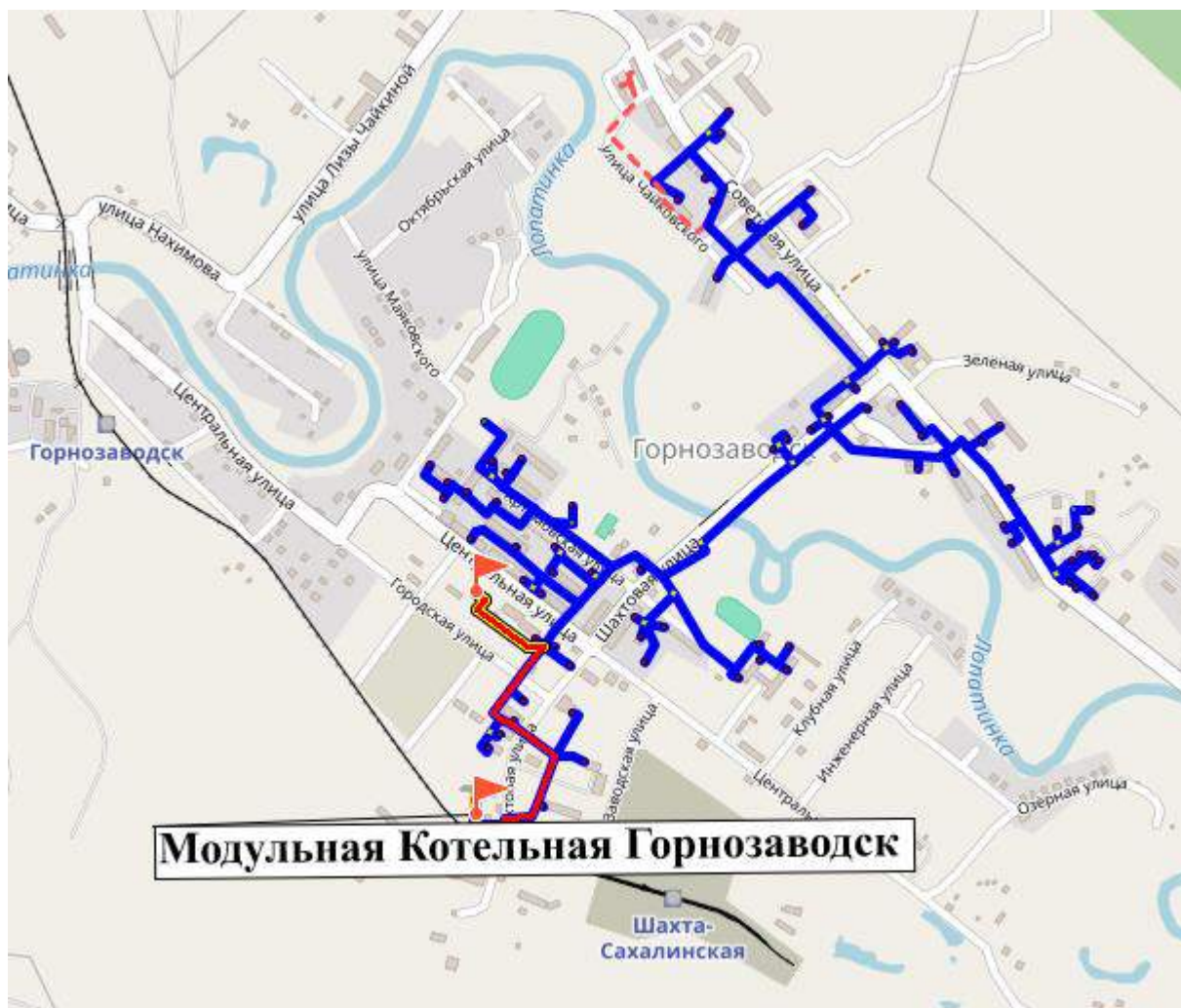


Рисунок 48 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя 5-этажные дома по ул. Центральная

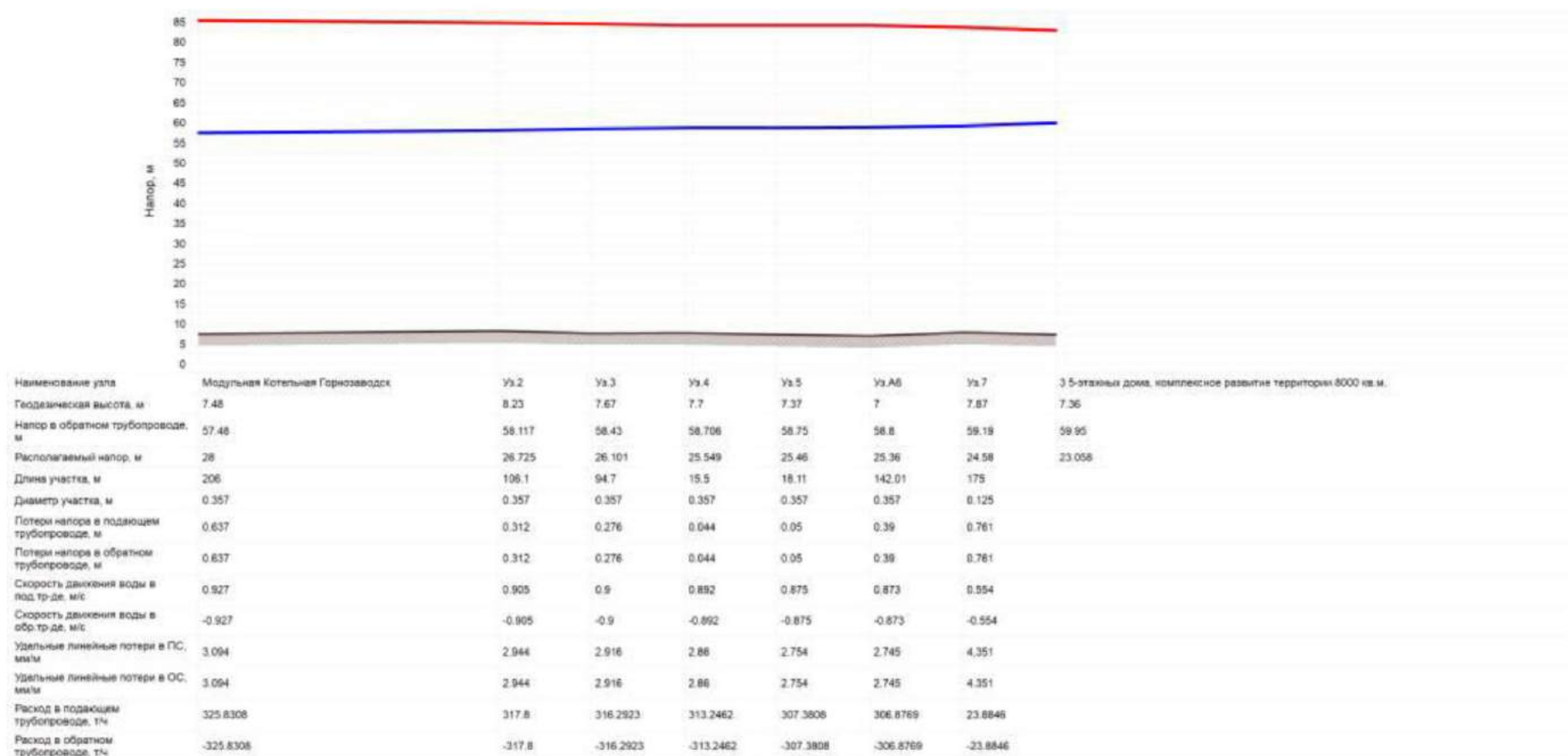


Рисунок 49 - Пьезометрический график до перспективного потребителя 5-этажные дома по ул. Центральная





Рисунок 50 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя комплексная жилая застройка (ул. Морская)

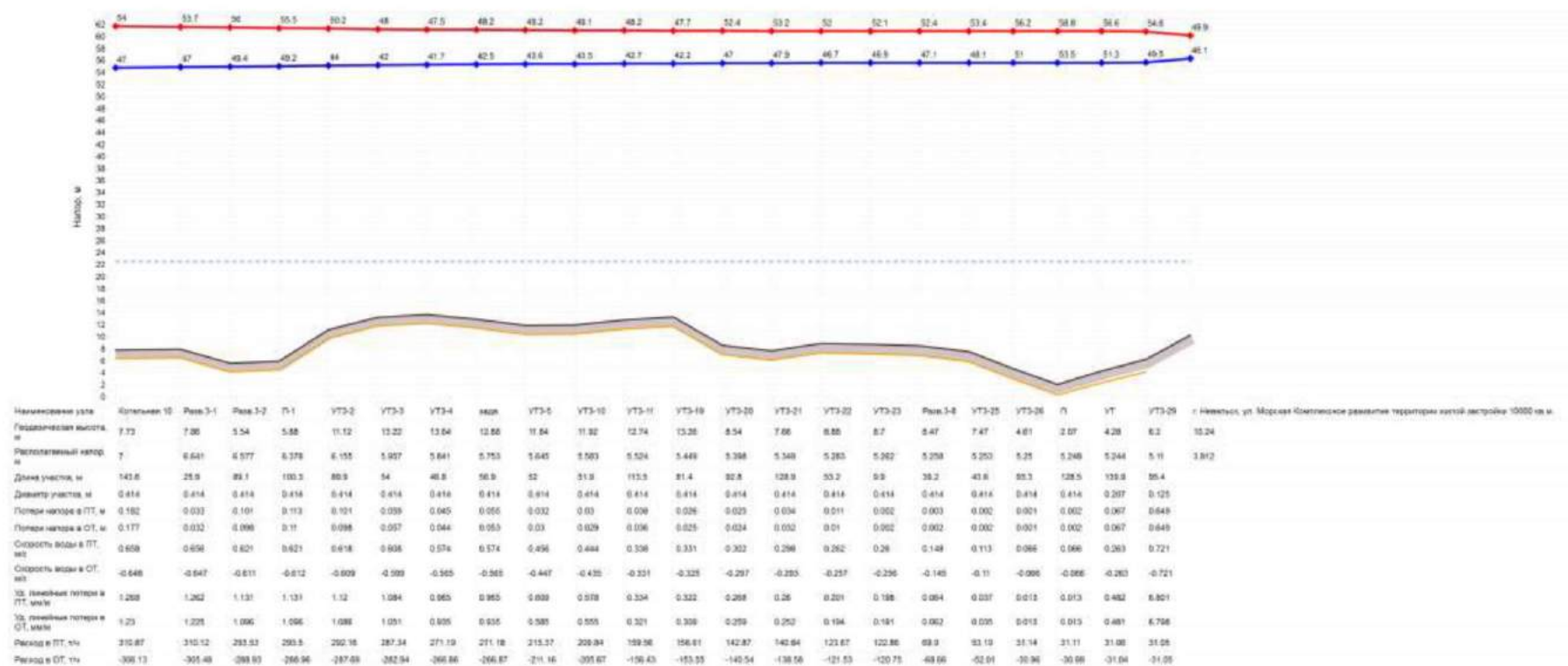


Рисунок 51 - Пьезометрический график до перспективного потребителя комплексная жилая застройка (ул. Морская)





Рисунок 52 - Путь построения пьезометрического графика до перспективного потребителя 5-этажный жилой дом

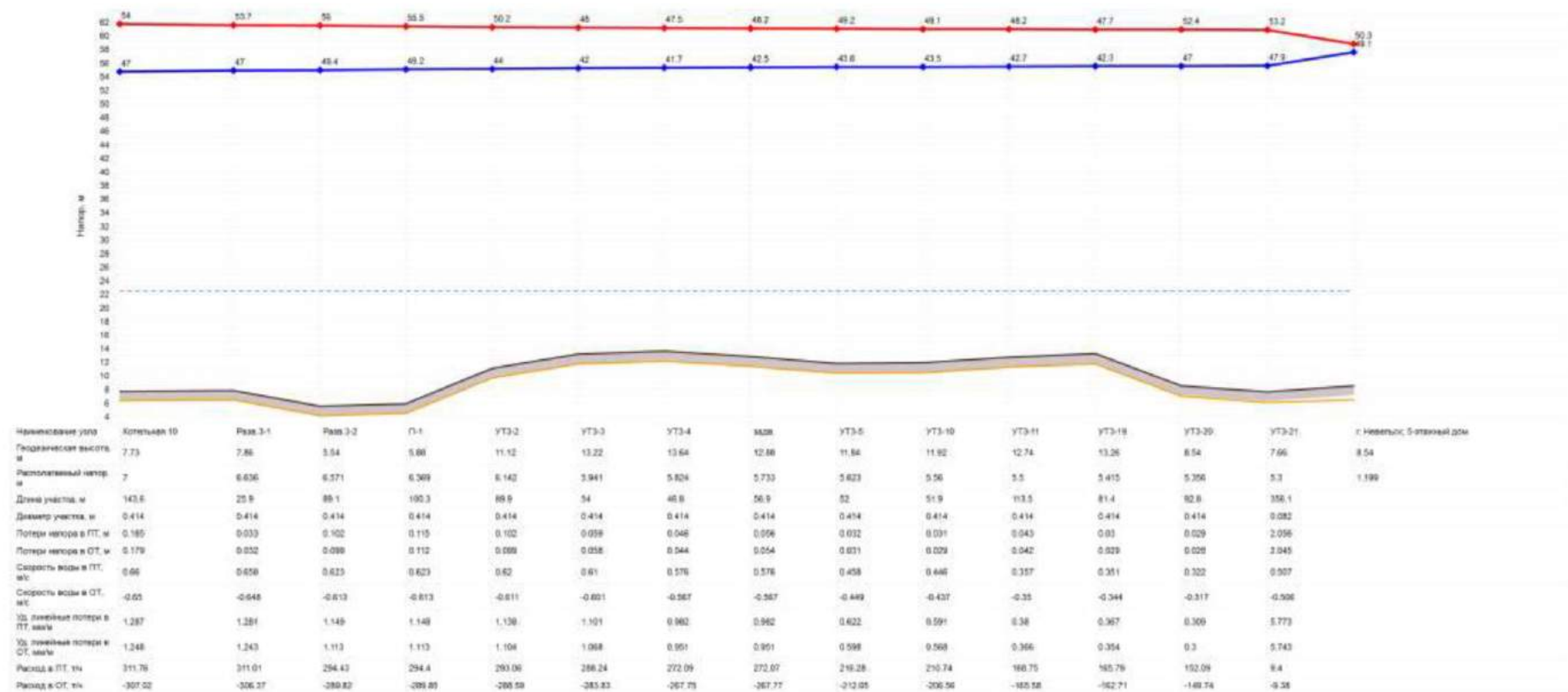


Рисунок 53 - Пьезометрический график до перспективного потребителя 5-этажный жилой дом

#### **4.3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

По данным, приведенным в таблице 12, видно, что в зоне действия Модульной котельной с. Горнозаводск выявлен дефицит тепловой мощности, в зонах действия других источников теплоснабжения округа имеется запас тепловой мощности.

Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно *завышены*. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Второе обстоятельство обуславливающее возникновение дефицита - подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- большие потери в тепловых сетях.

Последствия имеющегося дефицита тепловой мощности котельных практически невозможно оценить и проверить, поскольку отсутствие приборов учета тепловой энергии у потребителей, не стимулирует теплоснабжающую организацию к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

В отношении гидравлических режимов существующих тепловых сетей можно сделать вывод о необходимости проведения ряда мероприятий по их перекладке.

Подробно данный вопрос рассмотрен в Главе 8 настоящего документа.

#### **4.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Рассмотрены перспективные балансы источников тепловой мощности и тепловой нагрузки в период с 2022 по 2035 гг. (на каждый год).

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

### 5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения

При развитии системы теплоснабжения необходимо придерживаться следующих принципов:

- 1) приоритетное использование природного газа в качестве основного топлива для существующих, реконструируемых и перспективных источников тепловой энергии;
- 2) использование индивидуального (автономного) теплоснабжения для индивидуальных жилых домов, жилых домов блокированной застройки и одиночных удаленных потребителей;
- 3) размещение источников тепловой энергии как можно ближе к потребителю, в том числе, перевод индивидуальных жилых домов и одиночных потребителей на индивидуальное (автономное) теплоснабжение;
- 4) унификация оборудования, что позволяет снизить складской резерв запасных частей;
- 5) разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
- 6) автоматизация, роботизация и диспетчеризация котельных (создание единого диспетчерского центра для дистанционного мониторинга работы объектов коммунальной инфраструктуры);
- 7) использование наилучших доступных технологий;
- 8) внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
- 9) приоритетное внедрение мероприятий с малым сроком окупаемости.

В соответствии с методическими рекомендациями к разработке (актуализации) схем теплоснабжения п.83 мастер-план схемы теплоснабжения рекомендуется разрабатывать на основании:

- 1) решений по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, №43, ст.5073; 2013, №33, ст.4392; 2014, №9, ст.907; 2015, №5, ст.827; №8, ст.1175; 2018, №34, ст.5483);
- 2) решений о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- 3) решений по строительству, реконструкции и (или) модернизации генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в договорах поставки мощности;
- 4) принятых региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций;
- 5) предложений по передаче тепловой нагрузки от котельных на источники комбинированной выработки, при наличии резерва тепловых мощностей установленных турбоагрегатов;
- 6) предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации магистральных теплопроводов для обеспечения возможности регулирования загрузки существующих и перспективных источников комбинированной выработки.

Для территории округа данные решения отсутствуют. Планом развития округа предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания. Отопление вновь строящихся зданий, за исключением индивидуального жилищного строительства, предусматривается от существующих источника теплоснабжения. Строительство новых источника теплоснабжения на территории округа не планируется.

Для отопления и горячего водоснабжения, вновь строящихся индивидуальных домов рекомендуется использовать индивидуальные двухконтурные котлы. Для теплоснабжения строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и использовать автономные источники тепла, отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капитальные вложения по их прокладке.

Настоящей схемой теплоснабжения рассматриваются три наиболее вероятных сценария развития:

**Сценарий 1:** Сохранение существующего положения в сфере теплоснабжения с модернизацией основного и вспомогательного оборудования систем централизованного теплоснабжения.

**Сценарий 2:** Строительство новых источников теплоснабжения, в том числе работающих на сжиженном природном газе, на площадках существующих котельных.

**Сценарий 3:** Сохранение существующего положения с переключением котельной «Приморская» и котельной №12 на центральную районную котельную и новую котельную с. Горнозаводск соответственно.

При этом стоит учитывать тот факт, что независимо от сценария развития на рассматриваемую перспективу потребуются перекладка тепловых сетей в связи с исчерпанием ресурса, а также прокладка новых и перекладка существующих (с увеличением диаметра) тепловых сетей с целью подключения перспективных потребителей. Мероприятия в отношении тепловых сетей от источников тепловой энергии на территории Невельского городского округа описаны в Главе 8 настоящего документа.

При дальнейших актуализациях схемы теплоснабжения по уточненным данным о перспективном развитии территорий Невельского городского округа может потребоваться реконструкция и модернизация насосных станций. В настоящее время необходимость проведения подобных мероприятий отсутствует.

В отношении общего развития систем централизованного теплоснабжения сформирован также перечень рекомендаций: 1. Рекомендуется произвести гидравлическую наладку тепловых сетей от источников теплоснабжения. 2. Рекомендуется произвести экспертизу промышленной безопасности зданий котельных.

Ниже приведено подробное описание каждого из сценариев перспективного развития систем теплоснабжения округа.

#### **Сценарий 1: Сохранение существующего положения в сфере теплоснабжения с модернизацией основного и вспомогательного оборудования систем централизованного теплоснабжения.**

Для повышения качества и надежности теплоснабжения потребителей МО «Невельский городской округ» в рамках Сценария 1 предлагается модернизация существующих источников тепловой энергии.

**Центральная районная котельная.** На котельной установлены три паровых котла ДКВР 20/13 ГМ. В 2021 году котлы №1 и №2 были переоборудованы на использование сжиженного природного газа в качестве основного топлива. В дальнейшем на указанных котлоагрегатах предполагается осуществлять выработку основной части тепловой энергии.

Принимая во внимание срок эксплуатации установленных ДКВР 20/13 ГМ, данным сценарием развития в отношении центральной районной котельной предусматривается замена котлоагрегатов №1 и №2 в 2025 году, №3 – в 2028 году на аналогичные.

**Котельная №10** Срок эксплуатации основного оборудования котельной составляет на момент актуализации схемы теплоснабжения 10 лет. С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей настоящим сценарием предусматривается поэтапная замена котлоагрегатов: 1 этап – замена котлоагрегатов №№1,2 в течение 2024 года; 2 этап – замена котлоагрегатов №№3,4 в течение 2025 года.

Данное решение позволит распределить финансовые и трудовые ресурсы теплоснабжающей организации с целью проведения полного объема работ в рамках этапов за летний (неотопительный) период.

**Котельная «Приморская»** Принимая во внимание срок эксплуатации установленного оборудования, данным сценарием предлагается проведение замены установленных котлоагрегатов с увеличением тепловой мощности котельной: вместо двух котлов КВр-0,132 К (установленной мощностью 0,114 Гкал/ч) предполагается установка двух КВр-0,15 установленной мощностью 0,13 Гкал/ч каждый в течение 2025 года.

Данное увеличение мощности позволит обеспечить на котельной «Приморская» резерв с учетом аварийного вывода самого мощного котла.

**Модульная котельная** Принимая во внимание срок эксплуатации основного оборудования, предлагается поэтапная замена котлоагрегатов (без увеличения установленной мощности) с целью устранения существующего ограничения тепловой мощности из-за несоответствия используемого топлива с паспортным топливом котельных агрегатов. Всего выделяется 3 этапа:

1. Замена котлоагрегатов №№1,2 в 2024 году.
2. Замена котлоагрегатов №4,5 в 2027 году.
3. Замена котлоагрегатов №3,6 в 2028 году.

Также, на момент актуализации схемы теплоснабжения вместимость угольного склада составляет 750 т.н.т., что предполагает резерв топлива котельной на 15-17 суток вместо нормативных 45. В связи с этим, настоящим сценарием предлагается реконструкция склада с увеличением вместимости до требуемых нормативными запасами топлива объемов. В рамках Сценария 1 данное мероприятие планируется к выполнению в период 2024-2025 гг.

**Котельная №12** Котельная №12 в полной мере обеспечивает подключенных потребителей тепловой энергией с надлежащим уровнем резервирования. В рамках сценария предлагается проведение замены установленных котельных агрегатов КВм-1,25 (2 ед.) в 2030 году на аналогичные по причине достижения десятилетнего срока эксплуатации.

**Котельная с. Шебунино** Принимая во внимание срок эксплуатации установленного оборудования, данным сценарием предлагается проведение замены установленных котлоагрегатов с увеличением тепловой мощности котельной: вместо двух котлов КСВм-1,25 (установленной мощностью 1,075 Гкал/ч) предполагается установка двух КВр-1,86 установленной мощностью 1,6 Гкал/ч каждый.

Данное увеличение мощности позволит обеспечить на котельной с. Шебунино резерв с учетом аварийного вывода самого мощного котла в размере 0,13 Гкал/ч (8,37%). Для распределения финансовых и трудовых ресурсов предлагается поэтапная замена котлоагрегатов:

1. Замена котла №1 в 2024 году.
2. Замена котла №2 в 2025 году.

Также данным сценарием предполагается установка водоподготовительных систем на всех источниках теплоснабжения в период 2024-2025 гг, что позволит снизить риск образования коррозии, накипи и отложений на внутренних частях котельных агрегатов, теплообменных аппаратов и трубопроводах. Подробно предлагаемые к установке ВПУ рассмотрены в таблице ниже.

Таблица 15 - Сведения о предлагаемых к установке ВПУ

№ п/п	Источник теплоснабжения	Модель ВПУ (мощность, куб.м./ч)	Год ввода в эксплуатацию
1	Центральная районная котельная	БВПУ-5 (5 куб.м./ч)	2024
2	Котельная №10	ВПУ-2,5 (2,5 куб.м./ч)	2024
3	Котельная «Приморская»	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)	2023
4	Модульная котельная	ВПУ-2,5 (2,5 куб.м./ч)	2025
5	Котельная №12	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)	2025
6	Котельная с. Шебунино	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)	2023

## **Сценарий 2: Строительство новых источников теплоснабжения, в том числе работающих на сжиженном природном газе, на площадках существующих котельных**

Сценарий 2 сформирован на основе программы газификации Сахалинской области и предложений администрации муниципального образования и теплоснабжающих организаций. Данный сценарий повторяет рассмотренный выше Сценарий 1, за исключением мероприятий, касающихся следующих источников тепловой энергии:

- Котельная №10.
- Котельная «Приморская».
- Модульная котельная.

**Котельная №10** В рамках рассматриваемого сценария предусматривается строительство нового источника тепловой энергии на площадке существующей котельной с СПГ в качестве основного топлива. Согласно плану реализации программы газификации Сахалинской области, строительство новой котельной предполагается в 2024 году.

Установленная мощность нового источника составит 16 Гкал/ч. Строительство предполагается осуществлять за счет средств концессионера, который на данный момент не определен. Стоимость строительства оценивается в 400 млн. руб.

**Котельная «Приморская»** В рамках рассматриваемого сценария предусматривается строительство нового источника тепловой энергии на площадке существующей котельной с СПГ в качестве основного топлива. Согласно плану реализации программы газификации Сахалинской области, строительство новой котельной предполагается в 2024 году.

Установленная мощность нового источника составит 0,3 Гкал/ч. Строительство предполагается осуществлять за счет средств концессионера, который на данный момент не определен. Стоимость строительства оценивается в 45 млн. руб.

**Модульная котельная** Согласно рассматриваемому сценарию, предлагается строительство нового источника теплоснабжения на площадке существующей котельной с сохранением в качестве основного топлива бурого угля. В качестве основного оборудования предлагается установить 4 котлоагрегата КВм-3,5 установленной мощностью 3 Гкал/ч каждый.

Таким образом суммарная установленная мощность новой котельной составит 12 Гкал/ч, что позволит обеспечить резервирование тепловой мощности.

Реализация мероприятий по строительству указанной котельной запланирована на период 2024-2025 гг (проведение проектно-изыскательных работ, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ).

## **Сценарий 3: Сохранение существующего положения с переключением котельной «Приморская» и котельной №12 на центральную районную котельную и новую котельную с. Горнозаводск соответственно**

Настоящий сценарий включает в себя развитие систем централизованного теплоснабжения по Сценарию 1 в отношении следующих источников тепловой энергии: Центральная районная котельная, Котельная №10 и котельная с. Шебунино. В свою очередь, в отношении модульной котельной с. Горнозаводск предусматривается строительство нового источника идентично Сценарию 2.

**Котельная «Приморская»** В отношении указанной котельной настоящим сценарием предусматривается переключение нагрузки на Центральную районную котельную за счет строительства новой теплотрассы с установкой на ней насосной станции.

Графически, предполагаемый к строительству участок тепловой сети представлен на рисунке ниже.

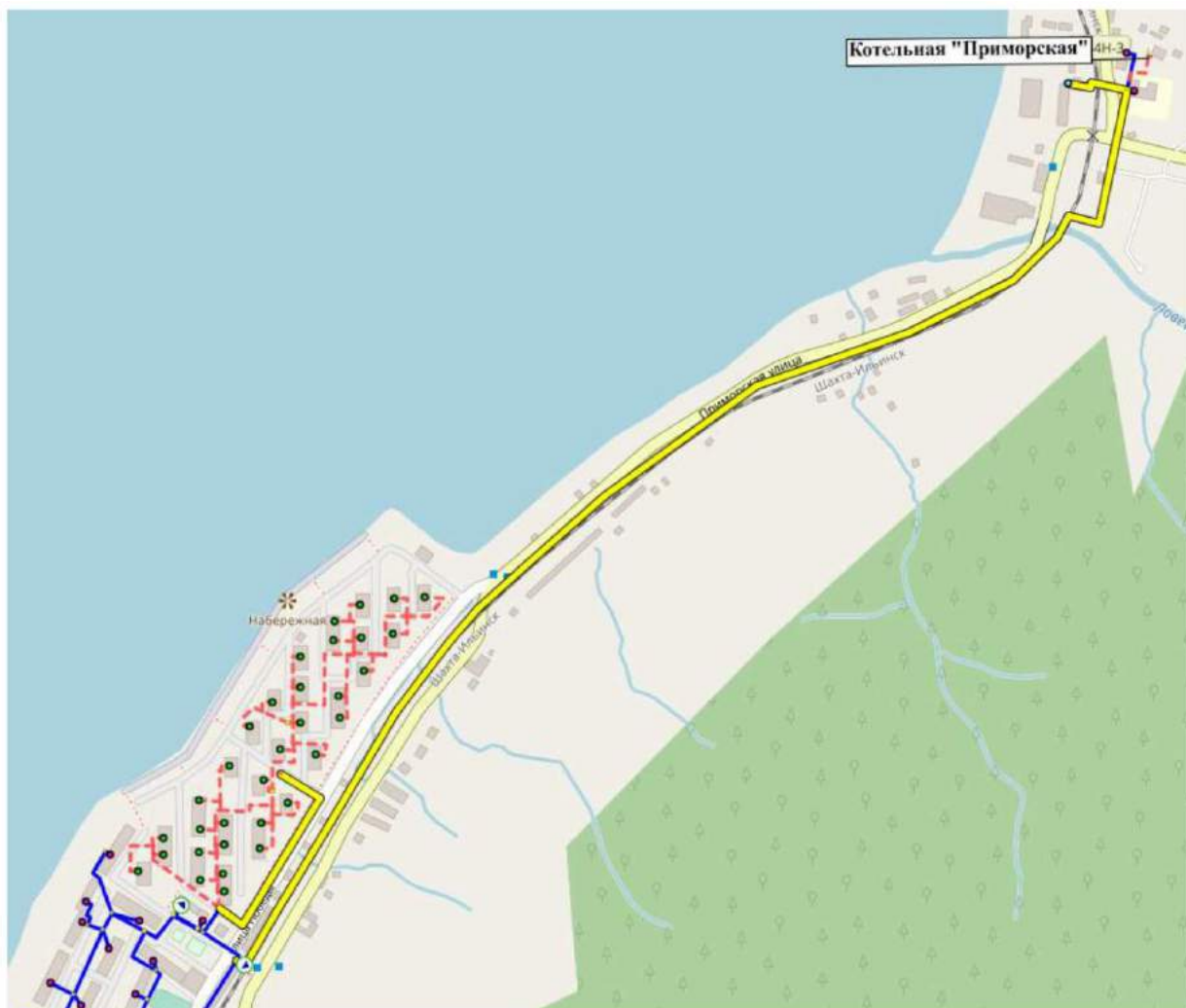


Рисунок 54 - Участок тепловой сети, обеспечивающий переключение нагрузки с котельной «Приморская» на Центральную районную котельную. Реализация предлагаемых мероприятий запланирована на 2024-2026 гг.

**Котельная №12** В отношении указанной котельной настоящим сценарием предусматривается переключение нагрузки на новую котельную с. Горнозаводск, планируемую к размещению на площадке существующей модульной котельной, за счет строительства новой теплотрассы с установкой на ней насосной станции.

Графически, предполагаемый к строительству участок тепловой сети представлен на рисунке ниже



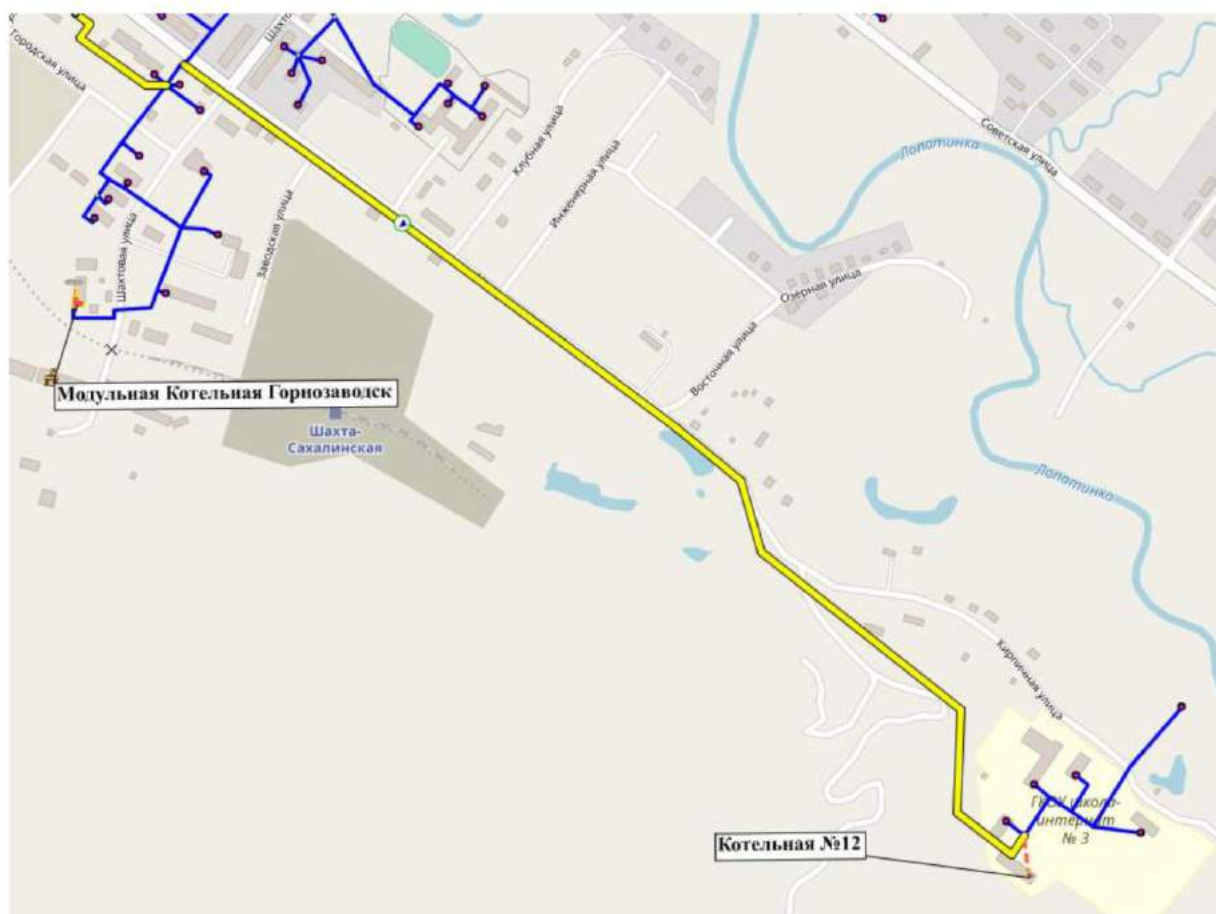


Рисунок 55 - Участок тепловой сети, обеспечивающий переключение нагрузки с котельной №12 на Модульную котельную (реконструируемую модульную котельную с. Горнозаводск) Реализация предлагаемых мероприятий запланирована на 2023-2025 гг.

## 5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения

Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения рассмотрено в рамках раздела 7.12 настоящего документа.

## 5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, представленных в Главе 14 «Ценовые (тарифные) последствия» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения МО «Невельский городской округ», для сценариев 1 – 3 по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии, можно сделать выводы:

–В качестве основного Сценария развития систем теплоснабжения МО «Невельский городской округ» необходимо считать Сценарий №3 (относительный рост тарифа на территории г. Невельска является минимальным в разрезе Сценариев; на территории с. Горнозаводск –

является наилучшим с точки зрения улучшения качества и надежности теплоснабжения потребителей, однако необходимо бюджетное субсидирование для осуществления амортизации основных фондов от вновь вводимых объектов системы);

–Сценарий №2 возможен к рассмотрению в ходе дальнейших актуализаций схемы теплоснабжения при наличии уточненных данных о перспективном развитии СЦТ;

–Сценарий №1 возможен к рассмотрению в случае невозможности реализации мероприятий, предусмотренных Сценарием №2 или №3.

#### **5.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

При актуализации схемы теплоснабжения была выполнена корректировка расчетных моделей изменения тарифа на услуги теплоснабжения с учетом утвержденных тарифов на услуги теплоснабжения, а также скорректированных перспективных объемах теплопотребления.

Глава 5 переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

**6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя формируются по данным о балансах тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии. Расходы сетевой воды, объем сетей и теплопроводов и потери в сетях определяются по нормативам потерь в зависимости от вида системы теплоснабжения.

Расчет производительности ВПУ котельной для подпитки тепловых сетей с учетом перспективных планов развития выполнен согласно СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Существующее состояние				Перспективное состояние			
	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м³/год, в т.ч.:			Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м³/год, в т.ч.:		
		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем тепло снабжения)		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем тепло снабжения)
Сценарий №1								
Центральная районная котельная	21,930	21,680	21,680	-	24,980	24,695	24,695	-
Котельная №10	6,038	5,969	5,969	-	8,071	7,979	7,979	-
Котельная «Приморская»	0,123	0,122	0,122	-	0,124	0,123	0,123	-
Модульная котельная	7,948	7,857	7,857	-	8,569	8,471	8,471	-
Котельная №12	0,556	0,550	0,550	-	0,556	0,550	0,550	-
Котельная с. Шебунино	1,473	1,456	1,456	-	1,473	1,456	1,456	-
Сценарий №2								

Источник тепловой энергии	Существующее состояние				Перспективное состояние			
	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м³/год, в т.ч.:			Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м³/год, в т.ч.:		
		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем тепло снабжения)		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем тепло снабжения)
Центральная районная котельная	21,930	21,680	21,680	-	24,980	24,695	24,695	-
Котельная №10	6,038	5,969	5,969	-	8,071	7,979	7,979	-
Котельная «Приморская»	0,123	0,122	0,122	-	0,124	0,123	0,123	-
Модульная котельная	7,948	7,857	7,857	-	8,569	8,471	8,471	-
Котельная №12	0,556	0,550	0,550	-	0,556	0,550	0,550	-
Котельная с. Шебунино	1,473	1,456	1,456	-	1,473	1,456	1,456	-
Сценарий №3								
Центральная районная котельная	21,930	21,680	21,680	-	25,104	24,818	24,818	-
Котельная №10	6,038	5,969	5,969	-	8,071	7,979	7,979	-
Котельная «Приморская»	0,123	0,122	0,122	-	-	-	-	-
Модульная котельная	7,948	7,857	7,857	-	9,125	9,021	9,021	-
Котельная №12	0,556	0,550	0,550	-	-	-	-	-
Котельная с. Шебунино	1,473	1,456	1,456	-	1,473	1,456	1,456	-

**6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения**

На территории МО «Невельский городской округ» организована закрытая система горячего водоснабжения потребителей.

### **6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов**

В настоящее время на котельных МО «Невельский городской округ» установлены следующие аккумуляторные баки: – На Центральной районной котельной – 2 бака по 200 куб. м. каждый. – Котельная №10 – 2 бака по 25 куб. м. каждый.

На остальных источниках тепловой энергии баки-аккумуляторы отсутствуют.

#### 6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зонах действия источников тепловой энергии

Согласно требованию СП 124.13330.2012. «Свод правил. 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.

Таблица 17 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для эксплуатационного и аварийного режимов работы источников тепловой энергии (Сценарий 1)

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980
1.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	1657,500	1699,023	1776,986	1792,897	1808,809	1824,720	1840,631	1888,023
1.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	4,144	4,248	4,442	4,482	4,522	4,562	4,602	4,720
1.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	33,15	33,98	35,54	35,86	36,18	36,49	36,81	37,76
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	456,360	456,360	469,382	482,404	495,425	508,447	521,468	610,017
2.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,141	1,141	1,173	1,206	1,239	1,271	1,304	1,525
2.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	9,13	9,13	9,39	9,65	9,91	10,17	10,43	12,20
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
3.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	9,297	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372
3.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
3.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569
4.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	647,634
4.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,619
4.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,95
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
5.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031
5.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105
5.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
6.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347
6.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
6.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23

Таблица 18 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для эксплуатационного и аварийного режимов работы источников тепловой энергии (Сценарий 2)

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,721	23,932	24,142	24,353	24,980
1.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	1657,500	1699,023	1776,986	1792,897	1808,809	1824,720	1840,631	1888,023
1.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	4,144	4,248	4,442	4,482	4,522	4,562	4,602	4,720

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	33,15	33,98	35,54	35,86	36,18	36,49	36,81	37,76
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	456,360	456,360	469,382	482,404	495,425	508,447	521,468	610,017
2.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,141	1,141	1,173	1,206	1,239	1,271	1,304	1,525
2.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	9,13	9,13	9,39	9,65	9,91	10,17	10,43	12,20
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
3.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	9,297	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372	9,372
3.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
3.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	7,948	8,569
4.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	600,698	647,634
4.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,619
4.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,95
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556	0,556
5.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031	42,031
5.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
5.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
6.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347
6.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
6.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23

Таблица 19 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для эксплуатационного и аварийного режимов работы источников тепловой энергии (Сценарий 3)

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
	<b>Центральная районная котельная</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	21,930	22,479	23,511	23,845	24,056	24,266	24,477	25,104
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	1657,500	1699,023	1776,986	1802,269	1818,181	1834,092	1850,003	1897,395
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	4,144	4,248	4,442	4,506	4,545	4,585	4,625	4,743
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	33,15	33,98	35,54	36,05	36,36	36,68	37,00	37,95
	<b>Котельная №10</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	6,038	6,038	6,210	6,383	6,555	6,727	6,899	8,071
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	456,360	456,360	469,382	482,404	495,425	508,447	521,468	610,017
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,141	1,141	1,173	1,206	1,239	1,271	1,304	1,525
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	9,13	9,13	9,39	9,65	9,91	10,17	10,43	12,20
	<b>Котельная «Приморская»</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,123	0,124	0,124	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000



№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	9,297	9,372	9,372	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,023	0,023	0,023	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,19	0,19	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	<b>Модульная котельная</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	7,948	7,948	7,948	8,504	8,504	8,504	8,504	9,125
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	600,698	600,698	600,698	642,729	642,729	642,729	642,729	689,665
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,502	1,502	1,502	1,607	1,607	1,607	1,607	1,724
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	12,01	12,01	12,01	12,85	12,85	12,85	12,85	13,79
	<b>Котельная №12</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,556	0,556	0,556	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	42,031	42,031	42,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,105	0,105	0,105	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,84	0,84	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473	1,473
2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347	111,347
3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23

## **6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения**

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения приведен в таблицах 17-19.

## **6.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Изменения в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок связаны с приростом количества потребителей, подключенных к данному источнику тепловой энергии, что непосредственно отражается на нормативных утечках сетевой воды. Располагаемой производительности водоподготовительных установок существующего и перспективного источника, согласно составленным балансам будет достаточно для обеспечения всех перспективных потребителей.

## **6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии**

Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя представлен в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». При актуализации Схемы теплоснабжения МО «Невельский городской округ» в качестве базового периода принят 2023 год. Следовательно, перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, составляются на период 2023-2035 гг.

В ходе сопоставления нормативных и фактических потерь теплоносителя в существующих системах транспорта тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, было выявлено, что фактические потери теплоносителя в тепловых сетях не превышают нормативные потери теплоносителя, рассчитанные в соответствии с существующими характеристиками тепловых сетей.

Несмотря на соответствие фактических и нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в существующих системах теплоснабжения может быть выполнен ряд организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям следует отнести составление планов и проведение энергетического аудита и энергетического обследования тепловых сетей на предмет выявления наибольших потерь теплоносителя в тепловых сетях.

Для снижения коммерческих потерь теплоносителя рекомендуется оснащение приборами учета потребителей тепловой энергии.

Для снижения потерь теплоносителя при транспортировке тепловой энергии потребителям рекомендуются следующие мероприятия:

- 1) проведение мероприятий по снижению аварийности на тепловых сетях в соответствии с Главой 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;
- 2) перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций;

3) применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов;

4) использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей.

## **ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)**

Согласно статье 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительством РФ от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (далее по тексту - Правила подключения к системам теплоснабжения).

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

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных Правилами подключения к системам теплоснабжения.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснаб-

жающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и Правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных Правилами подключения к системам теплоснабжения.

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

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

Кроме того, согласно СП 42.13330.2016 «Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89\*», в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов: экологических; санитарно-гигиенических; противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП 41-01-2003», для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 Мпа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2016 «Свод правил. Здания жилые многоквартирные. Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003» и СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП 41-01-2003».

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

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

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

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации», при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиям приведено в п. 7.11 настоящей Главы.

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

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

В перспективе, строительство генерирующих объектов на территории муниципального образования не планируется.

**7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)**

На территории МО «Невельский городской округ» отсутствуют генерирующие объекты, отнесенные к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.

**7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)**

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено.

**7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)**

На территории МО «Невельский городской округ» отсутствуют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

**7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Реконструкция действующих источников тепловой энергии в источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения приростов тепловых нагрузок в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрена.

**7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии на территории МО «Невельский городской округ» настоящей схемой не предусматривается.

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

Схемой теплоснабжения не предусмотрен перевод существующих котельных в «пиковый» режим.

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

На территории округа источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

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

Сценарий развития систем централизованного теплоснабжения №3 предполагает переключение нагрузок с дальнейшим выводом из эксплуатации котельных «Приморская» и №12 на Центральную районную котельную и новую котельную с. Горнозаводск соответственно.

Дальнейшая эксплуатация предлагаемых к переключению источников тепловой энергии нецелесообразна, так как здания котельных требуют капитального ремонта, а рентабельность производимой тепловой энергии крайне низкая по причине малой подключенной нагрузки.

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

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

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

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

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

Существующие потребители, подключенные в надлежащем порядке к централизованным системам теплоснабжения, могут быть переведены на индивидуальное поквартирное теплоснабжение только в случае обоснования в схеме теплоснабжения экономической убыточности (нецелесообразности) теплоснабжения с использованием существующих систем централизованного теплоснабжения.



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

Перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения рассчитывались на основании предоставленной информации о приростах площадей строительных фондов в зоне действия источника тепловой энергии, с учетом величины подключаемых тепловых нагрузок. Перспективные балансы производительности и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя приведены в Главах 4 и 6 настоящего документа.

#### **Сценарий 1: Сохранение существующего положения в сфере теплоснабжения с модернизацией основного и вспомогательного оборудования систем централизованного теплоснабжения округа**

В рамках данного сценария предполагается проведение технического перевооружения котельных в части замены установленных котлоагрегатов и вспомогательного оборудования. Схемой теплоснабжения предусматривается проведение указанных мероприятий в 2024-2030 гг.

Существующий и перспективный состав оборудования котельных согласно 1 сценарию представлен в таблице 8.

Таблица 20 - Состав оборудования котельных на территории Невельского городского округа по 1 сценарию развития

Существующее состояние				Перспективное состояние			
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч ; т/ч	№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч;т/ч
Центральная районная котельная							
1	ДКВР 20/13 ГМ	2003	14,8	1	ДКВР 20/13 ГМ	2025	14,8
2	ДКВР 20/13 ГМ	2004	14,8	2	ДКВР 20/13 ГМ	2025	14,8
3	ДКВР 20/13 ГМ	2007	14,8	3	ДКВР 20/13 ГМ	2028	14,8
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			44,4	Установленная тепловая мощность источ- ника, Гкал/ч			44,4
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			21,930	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			24,980
Котельная №10							
1	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2012	4	1	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2024	4
2	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2012	4	2	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2024	4
3	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2012	4	3	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2025	4
4	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2012	4	4	КВ-Ф-4,65-115 ТЛКС	2025	4
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			16	Установленная тепловая мощность источ- ника, Гкал/ч			16
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			6,038	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			8,071
Котельная «Приморская»							
1	КВр-0,132 К	2012	0,114	1	КВр-0,15	2025	0,13
2	КВр-0,132 К	2012	0,114	2	КВр-0,15	2025	0,13
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			0,228	Установленная тепловая мощность источ- ника, Гкал/ч			0,26
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,123	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,124
Модульная котельная							
1	КВм-2,0К (КВЦ 2,0- 95ШП)	2013	1,72	1	КВм-2,0К	2024	1,72
2	КВм-2,0К (КВЦ 2,0- 95ШП)	2013	1,72	2	КВм-2,0К	2024	1,72
3	КВм-2,0К (КВЦ 2,0- 95ШП)	2017	1,72	3	КВм-2,0К	2028	1,72
4	КВм-2,0К (КВЦ 2,0- 95ШП)	2016	1,72	4	КВм-2,0К	2027	1,72
5	КВм-2,0К (КВЦ 2,0- 95ШП)	2016	1,72	5	КВм-2,0К	2027	1,72

6	КВМ-2,0К (КВЦ 2,0-95ШП)	2017	1,72	6	КВМ-2,0К	2028	1,72
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			10,32	Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			10,32
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			7,948	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			8,569
Котельная №12							
1	КВМ-1,25	2020	1,075	1	КВМ-1,25	2030	1,075
2	КВМ-1,25	2020	1,075	2	КВМ-1,25	2030	1,075
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			2,15	Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			2,15
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,556	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,556
Котельная с. Шебунино							
1	КСВМ-1,25	2014	1,075	1	КВр-1,86	2024	1,6
2	КСВМ-1,25	2021	1,075	2	КВр-1,86	2025	1,6
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			2,15	Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,2
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			1,473	Подключенная нагрузка, Гкал/ч			1,473

Расчет капитальных вложений в мероприятия по замене основного оборудования котельных (в ценах базового года с учетом НДС) приведен в таблице ниже.

Таблица 21 - Капитальные затраты на замену основного оборудования котельных на территории Невельского городского округа по 1 сценарию развития

№ п/п	Наименование	Величина**	Размерность	Год реализа- ции
Общие сведения				
1	Территориальный коэффициент	1,54	-	-
2*	Базовая стоимость ДКВР 20/13 ГМ	7068,20	тыс.руб.	-
3*	Базовая стоимость КВ-Ф-4,65	2325,00	тыс.руб.	-
4*	Базовая стоимость КВр-0,15	244,00	тыс.руб.	-
5*	Базовая стоимость КВм-2,0	1765,00	тыс.руб.	-
6*	Базовая стоимость КВм-1,25	997,00	тыс.руб.	-
7*	Базовая стоимость КВр-1,86	1146,00	тыс.руб.	
Центральная районная котельная				
8	Замена котельных агрегатов ДКВР 20/13 ГМ, в т.ч.	35920,59	тыс.руб.	2025,2028
	демонтаж существующего оборудования	3265,51	тыс.руб.	
	НДС	7184,12	тыс.руб.	
Котельная №10				
9	Замена четырех котельных агрегатов КВ-Ф-4,65, в т.ч.	15754,20	тыс.руб.	2024-2025
	демонтаж существующего оборудования	1432,20	тыс.руб.	
	НДС	3150,84	тыс.руб.	
Котельная "Приморская"				
10	Замена двух котельных агрегатов на КВр-0,15, в т.ч.	1240,01	тыс.руб.	2025
	демонтаж существующего оборудования	75,15	тыс.руб.	
	НДС	248,00	тыс.руб.	
Модульная котельная				
11	Замена котельных агрегатов КВм-2,0, в т.ч.	17939,46	тыс.руб.	2024,2027,2028
	демонтаж существующего оборудования	1630,86	тыс.руб.	
	НДС	3587,89	тыс.руб.	
Котельная №12				
12	Замена котельных агрегатов КВм-1,25, в т.ч.	3377,84	тыс.руб.	2030
	демонтаж существующего оборудования	307,07	тыс.руб.	
	НДС	675,57	тыс.руб.	
Котельная с. Шебунино				
13	Замена котельных агрегатов КВр-1,86, в т.ч.	3 882,65	тыс.руб.	2024,2025
	демонтаж существующего оборудования	352,97	тыс.руб.	
	НДС	776,53	тыс.руб.	
Итого по г. Невельск		52914,80	тыс.руб.	
Итого по с. Горнозаводск		21317,30	тыс.руб.	
Итого по с. Шебунино		3882,65	тыс.руб.	

\*Стоимость указана в соответствии с каталогом заводов-поставщиков.

\*\* - Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Оценка капитальных затрат на водоподготовительные установки для рассматриваемых котельных приведена в таблице ниже.

Таблица 22 - Капитальные затраты на водоподготовительные установки котельных на территории Невельского городского округа по 1 сценарию развития

Источник тепло-снабжения	Центральная районная котельная	Котельная №10	Котельная «Приморская»	Модульная котельная	Котельная №12	Котельная с. Шебунино
Модель ВПУ (мощность, куб.м./ч)	БВПУ-5 (5 куб.м./ч)	ВПУ-2,5 (2,5 куб.м./ч)	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)	ВПУ-2,5 (2,5 куб.м./ч)	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)	БВПУ-0,4 (0,4 куб.м./ч)
Год реализации	2024	2024	2023	2025	2025	2025
Базовая стоимость согласно каталогу, тыс. руб.	500	215	300	215	300	300
Территориальный коэффициент	1,54					
Стоимость*, тыс руб в т.ч.:	770,0	331,1	462,0	331,1	462,0	462,0
НДС	154,0	66,22	92,4	66,22	92,4	92,4

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Оценка капитальных затрат на реконструкцию топливного склада модульной котельной выполнена на основе объекта-аналога: «Выполнение работ по строительству угольного склада по адресу: Кемеровская область, г. Прокопьевск, район «Ясная Поляна», улица Коксовая, 11 по объекту "Реконструкция котельной №39 г. Прокопьевска"». Подробный расчет представлен в таблице ниже.

Таблица 23 - Капитальные затраты на реконструкцию топливного склада Модульной котельной с. Горнозаводск

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	Объект-аналог	<a href="https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/documents.html?noticeInfoId=8089146">https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/documents.html?noticeInfoId=8089146</a>	
2	Мощность объекта- аналога (ОНЗТ)	тыс.т.	3,2
3	Стоимость объекта- аналога	тыс. руб.	4 560
4	Переводной коэффициент стоимости	-	1,81
5	Удельная стоимость строительства	тыс. руб./ (тыс.т.)	2 581,65
6	Требуемая мощность	тыс.т.	2,4
7	Стоимость реализации*, в т.ч.:	тыс. руб.	6 195,95
7.1	НДС		1 239,19

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Капитальные затраты на реализацию данных мероприятий на котельных МУП «НКС» в ценах базового года оцениваются:

- Центральная районная котельная – 36 690,59 тыс. руб. (с учетом НДС).
- Котельная №10 – 16 085,30 тыс. руб. (с учетом НДС).
- Котельная «Приморская» – 1 702,01 тыс. руб. (с учетом НДС).
- Модульная котельная – 24 466,51 тыс. руб. (с учетом НДС).
- Котельная №12 – 3 839,84 тыс. руб. (с учетом НДС).
- Котельная с. Шебунино - 4 344,65 тыс.руб. (с учетом НДС)

В качестве предполагаемого источника финансирования следует рассматривать совокупность средств бюджетов различных уровней (местный, областной, федеральный), а также собственных средств МУП «НКС».

**Сценарий 2: Строительство новых источников теплоснабжения, в том числе работающих на сжиженном природном газе, на площадках существующих котельных**

Сценарий 2 сформирован на основе программы газификации Сахалинской области и предложений администрации муниципального образования и теплоснабжающих организаций. Данный сценарий повторяет рассмотренный выше Сценарий 1, за исключением мероприятий, касающихся следующих источников тепловой энергии:

1. Котельная №10.
2. Котельная «Приморская».
3. Модульная котельная.

**Котельная №10** В рамках рассматриваемого сценария предусматривается строительство нового источника тепловой энергии на площадке существующей котельной с СПГ в качестве основного топлива. Согласно плану реализации программы газификации Сахалинской области, строительство новой котельной предполагается в 2024 году. Установленная мощность нового источника составит 16 Гкал/ч. Строительство предполагается осуществлять за счет средств концессионера, который на данный момент не определен.

Стоимость строительства оценивается в 400 млн. руб.

**Котельная «Приморская»** В рамках рассматриваемого сценария предусматривается строительство нового источника тепловой энергии на площадке существующей котельной с СПГ в качестве основного топлива. Согласно плану реализации программы газификации Сахалинской области, строительство новой котельной предполагается в 2024 году. Установленная мощность нового источника составит 0,3 Гкал/ч. Строительство предполагается осуществлять за счет средств концессионера, который на данный момент не определен.

Стоимость строительства оценивается в 45 млн. руб.

**Модульная котельная** Согласно рассматриваемому сценарию, предлагается строительство нового источника теплоснабжения на площадке существующей котельной с сохранением в качестве основного топлива бурого угля. В качестве основного оборудования предлагается установить 4 котлоагрегата КВм-3,5 установленной мощностью 3 Гкал/ч каждый.

Оценка стоимости строительства нового источника на площадке существующей котельной выполнена на основе объекта-аналога: котельной пгт. Вахрушев. Подробно расчет представлен в таблице ниже.

Таблица 24 - Капитальные затраты на строительство новой котельной взамен Модульной котельной с. Горнозаводск

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
1	Объект-аналог	Реконструкция системы теплоснабжения пгт.Вахрушев, в том числе разработка проектной документации, адрес: Сахалинская область, Поронайский ГО, пгт.Вахрушев	
2	Мощность объекта-аналога	Гкал/ч	12,03
3	Стоимость объекта-аналога	тыс. руб.	656 772,35
4	Переводной коэффициент стоимости	-	1,0
5	Удельная стоимость строительства	тыс. руб./(Гкал/ч)	54 594,5
6	Требуемая мощность котельной	Гкал/ч	12,0
7	<b>Стоимость строительства*, в т.ч.:</b>	тыс. руб.	<b>655 134,5</b>

№ п/п	Наименование	Ед. Измерения	Показатель
7.1	Подготовка территории строительства и демонтаж		12563,69
7.2	Основные объекты строительства		413871,73
7.3	Объекты энергетического хозяйства		26334,57
7.4	Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения		14691,89
7.5	Благоустройство и озеленение территории		19540,80
7.6	Временные здания и сооружения		7792,04
7.7	Прочие работы и затраты		11270,64
7.8	Содержание службы заказчика. Строительный контроль		6906,48
7.9	Проектные и изыскательские работы		9214,96
7.10	Непредвиденные затраты		21944,86
7.11	Налоги и обязательные платежи		111002,86

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Капитальные затраты на реализацию строительства новой котельной в ценах базового года оцениваются в 655 134,5 тыс. руб. (с учетом НДС). Источник инвестиций на данный момент не определен.

В качестве предполагаемого источника финансирования следует рассматривать совокупность средств бюджетов различных уровней (местный, областной, федеральный), а также собственных средств МУП «НКС».

### **Сценарий 3: Сохранение существующего положения с переключением котельной «Приморская» и котельной №12 на центральную районную котельную и новую котельную с. Горнозаводск соответственно**

**Котельная «Приморская»** В отношении указанной котельной настоящим сценарием предусматривается переключение нагрузки на Центральную районную котельную за счет строительства новой теплотрассы с установкой на ней насосной станции.

Реализация предлагаемых мероприятий запланирована на 2024-2026 гг.

**Котельная №12** В отношении указанной котельной настоящим сценарием предусматривается переключение нагрузки на новую котельную с. Горнозаводск, планируемую к размещению на площадке существующей модульной котельной, за счет строительства новой теплотрассы с установкой на ней насосной станции.

Реализация предлагаемых мероприятий запланирована на 2024-2025 гг. Обоснование переключения нагрузок котельных «Приморская» и №12 на Центральную районную котельную и новую котельную с. Горнозаводск представлено в разделе 7.10 настоящего документа.

### **7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на территории МО «Невельский городской округ» не предусмотрен.

Виды топлива, использующееся источниками тепловой энергии на территории муниципального образования, относятся к местным видам топлива. В перспективе, заменять их не планируется по логистическим и экономическим причинам.

#### **7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения**

В настоящее время производственные зоны, расположенные в непосредственной близости от источников тепловой энергии, отсутствуют.

На расчетный срок до 2035 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории МО «Невельский городской округ», предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.



### 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволит определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла. При этом возможен также вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения проводился в соответствии с методикой расчета приведённой в приложении 40 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». В соответствии с данной методикой радиус эффективного теплоснабжения определяется как максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. Другими словами, радиус эффективного теплоснабжения рассчитывается как максимальное расстояние от нового объекта теплопотребления с заданной тепловой нагрузкой до точки возможного подключения к существующим тепловым сетям.

Результаты расчетов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Присоединяемая тепловая нагрузка, Гкал/час									
		0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,8
1	Котельные г. Невельск	460,68	392,21	368,08	371,80	375,53	340,21	343,56	346,93	350,30	327,72
2	Котельные с. Горнозаводск	76,03	67,93	66,71	70,34	74,00	69,68	73,00	76,35	79,71	88,72
3	Котельная с. Шебунино	21,26	22,05	24,44	28,50	32,66	33,12	37,02	41,00	45,05	62,48

Для тепловой нагрузки заявителя  $Q_{\text{сумм}}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч, предельный радиус эффективного теплоснабжения определяется из следующего условия: если дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет оценивать возможность подключения объекта к тепловым сетям по сравнению с переходом на автономное теплоснабжение. При принятии решения о подключении новых потребителей необходимо помнить, что оптимальный радиус теплоснабжения определяется из расчета минимума затрат, включающих в себя стоимость тепловых сетей и источника тепла, а также минимума эксплуатационных затрат. Следует помнить, что расчет радиуса эффективного теплоснабжения носит информативный характер!

Для существующей зоны действия рассчитывать радиус эффективного теплоснабжения нецелесообразно, т.к. зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска продукции. Кроме того, для сельских поселений характерны низкие

тепловые нагрузки, значительная материальная характеристика сети и единственный источник теплоснабжения, что обуславливает теплоснабжающую организацию согласно п. 15 ПП РФ № 307 подключать новых потребителей, т.к. она не может отказать в присоединении потребителю к существующим тепловым сетям вне зависимости от величины совокупных затрат.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов их развития. Оптимальный вариант должен характеризоваться экономически целесообразной зоной действия источника зоны теплоснабжения при соблюдении требований качества и надежности теплоснабжения, а также экологии. Если срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения нового объекта капитального строительства к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает срок службы тепловой сети, то подключение объекта является нецелесообразным.

Границы действия централизованного теплоснабжения должны определяться по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущенного тепла. При этом возможен также вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

#### **7.16 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В соответствии с пунктом 66 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» выполнено следующее: – разработаны предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей; – представлено обоснование и результаты реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей; – определен объем затрат на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.

Материалы данной главы предназначены для обоснования и формирования Главы 6 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» утверждаемой части схемы теплоснабжения.

### 8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

В рамках 3 Сценария развития СЦТ на территории МО «Невельский городской округ» предполагается переключение нагрузок котельных «Приморская» и №12 на Центральную районную котельную и модульную котельную (новую котельную с. Горнозаводск) соответственно.

С целью реализации указанных мероприятий необходима прокладка новых тепловых сетей, капитальные затраты на которые составят 97965,911 тыс.руб. (без НДС) в ценах базового года. Подробно анализ стоимости реализации представлен в таблице ниже.

Таблица 26 - Сводные финансовые затраты на реализацию проектов по строительству тепловых сетей для переключения нагрузки, тыс. руб. (без НДС)\*

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Год реализации
<b>г. Невельск</b>					
Объединение Центральной районной котельной и котельной «Приморская»	13,31	100	Надземная	50907,730	2024-2026
	1698,61	100	Надземная		2024-2026
<b>с. Горнозаводск</b>					
Объединение Модульной котельной и котельной №12	400,00	150	Надземная	13718,774	2024-2026
	1200,00	100	Надземная	33339,406	2024-2026
<b>ИТОГО</b>				97965,911	

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

### 8.2 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Подключение новых объектов, находящихся в застроенной части населенных пунктов, рекомендуется производить к существующим тепловым сетям с учетом их пропускной способности. Однако для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и

находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капвложения по их прокладке.

В застроенной части и на территории подлежащей застройке предусматривается подземная прокладка тепловых сетей (бесканальная, в каналах или в тоннелях (коллекторах) совместно с другими инженерными сетями). При обосновании допускается надземная прокладка тепловых сетей, кроме территории детских и лечебных учреждений.

В случае надземной прокладки тепловые сети прокладываются с соблюдением расстояния по горизонтали от строительных конструкций тепловых сетей или оболочки изоляции трубопроводов при бесканальной прокладке до зданий, сооружений и инженерных сетей в соответствии с таблицей А.3 СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Величину диаметра трубопровода, способ прокладки и т.д. необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому факту предполагаемого подключения.

Планом развития округа предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания. В соответствии с планами развития на территории округа планируется строительство жилых и общественных зданий, а также индивидуальных жилых домов.

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капвложения по их прокладке.

Для теплоснабжения вновь строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов использовать автономные источники тепла: отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

В электронной модели системы теплоснабжения поселения созданы новые модельные базы, которые отражают предложения по модернизации и реконструкции источников тепловой энергии, а также разработаны трассировки тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источников к новым потребителям.

Состав группы проектов «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах городского округа» для тепловых сетей Невельского городского округа по сценариям 1 и 2 приведён в таблице ниже.

Таблица 27 - Сводные финансовые затраты на реализацию проектов по обеспечению перспективных приростов тепловой нагрузки на территории МО «Невельский городской округ», тыс. руб. (без НДС)\*

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Год реализации
<b>Центральная районная котельная</b>									
УТ1-32 - Начальная общеобразовательная	193,22	125	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	10897,350	2025
Разв.-19 - г. Невельск, ул. Победы Комплексное развитие территории жилой застройки	287,34	200	подземная в непроходных каналах	57994,26	1,25	1	1,06	22079,894	2024-2031
УТ1-45 - 5-этажный дом 5-этажный дом г.	158,48	80	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	7204,447	2033
Разв.2-4 - Морской пункт пропуска	90,65	80	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	4120,918	2024-2025
<b>Итого</b>								<b>44302,610</b>	
<b>Котельная №10</b>									
УТ3-24 - г. Невельск, ул. Чехова	44,39	125	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	2503,537	2034-2035
УТ3-5 - г. Невельск, ул. Яна Фабрициус	70,82	150	подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	4527,955	2025-2031
УТ3-29 - г. Невельск, ул. Морская	95,41	125	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	5380,997	2025-2031
УТ3-21 - г. Невельск, 5-этажный дом	356,15	80	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	16190,459	2033
<b>Итого</b>								<b>28602,947</b>	
<b>Модульная котельная</b>									
Уз.7 - 3 5-этажных дома, комплексное	175,35	125	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	9889,506	2032

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Год реализации
<b>Итого</b>								<b>9889,506</b>	
<b>Котельная «Приморская»</b>									
ТК-1 - ПГЗ	81,8	25	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	3718,600	2024-2025
<b>Итого</b>								<b>3718,600</b>	
<b>Всего по строительству новых сетей</b>								<b>86513,663</b>	

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

### 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

На сегодняшний день строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения, на территории МО «Невельский городской округ» не планируется.

### 8.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Перевод котельной в пиковый режим на территории округа не целесообразен в виду отсутствия источников электрогенерации.

Для повышения эффективности теплоснабжения по результатам гидравлического расчета тепловых сетей, сформирован перечень участков существующих трубопроводов, требующих перекладки с увеличением диаметров.

Сводные капитальные затраты на реализацию указанных мероприятий вместе с перечнем рассматриваемых сетей представлен в таблице ниже.

Таблица 28 - Сводные финансовые затраты на реализацию проектов по перекладке тепловых сетей с увеличением диаметра для повышения эффективности работы систем теплоснабжения на территории МО «Невельский городской округ», тыс. руб. (без НДС)\*

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр тру- бопровода, мм	Вид про- кладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02- 2024, тыс. руб.	Коэф-нт пере- хода от цен базового рай- она к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учи- тывающий ре- гиональнокли- матические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реали- зации
Центральная районная котельная										
Увеличение диаметра тепловых сетей с Ду- 200 мм. на Ду-250 мм. и с Ду-150 мм. на Ду- 200 мм. от насосной "70 лет Октября"	64,0 114,0	250 (200) 200 (150)	подземный канальный, подземный бесканальный	Величина капитальных вложений в реализацию мероприя- тия указана в соответствии с инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.				11625,136		2024
УТ2-30 - УТ2-31	36,20	200 (125)	подземная в непроходных каналах	57994,226	1,25	1	1,06	2781,693	834,508	2024
УТ2-31 - УТ2-32	25,87	200 (100)	подземная в непроходных каналах	57994,226	1,25	1	1,06	1987,912	596,373	2024
УТ2-32 - УТ2-33	56,68	150 (100)	подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	3623,898	1087,169	2024
УТ2-34 - улица Ле- нина, 52А Централь- ная	45,06	70 (50)	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2048,412	614,524	2024
УТ2-33 - УТ2-35	39,62	125 (100)	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	2234,515	670,355	2024
УТ2-35 - ТК-2	24,38	125 (100)	подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	1374,999	412,500	2024
Итого								18266,859		
Котельная №10										
Разв.3-7 - Разв.3-6	12,08	80 (50)	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	549,153	164,746	2025
Разв.3-6 – ул. Чехова, 20а	30,92	80(50)	подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1405,613	421,684	2025
Итого								2541,195		

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
<b>Всего по реконструкции существующих сетей с увеличением диаметра</b>								<b>20808,054</b>		

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

**8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на данном этапе не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов со сверхнормативным износом. Характеристика рекомендуемых мероприятий приведена в п. 8.7).

Результаты оценки надежности теплоснабжения представлены в Главе 11 Обосновывающих материалов «Оценка надёжности теплоснабжения».

**8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

По результатам гидравлического моделирования, существующие тепловые сети не имеют достаточного резерва пропускной способности для обеспечения дополнительного расхода теплоносителя при присоединении перспективной тепловой нагрузки, в связи с чем сформирован перечень участков, требующих увеличения диаметра в целях подключения перспективных потребителей.

Сводные капитальные затраты на реализацию указанных мероприятий вместе с перечнем сетей представлены в таблице ниже.

Таблица 29 - Сводные финансовые затраты на реализацию проектов по перекладке тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Центральной районной котельной, тыс. руб. (без НДС)\*

Участок тепловой сети	УТ1-29 - УТ1-31	УТ1-31 - УТ1-32
Протяженность участка, м	83,58	47,88
Диаметр трубопровода (прежний диаметр), мм	150 (100)	150 (80)
Вид прокладки	Надземная	Надземная
Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	48253,66	48253,66
Коэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	1,25	1,25
Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	1	1
Коэффициент стесненности	1,06	1,06
Итоговая стоимость в ценах 2022 года	5343,78	3061,26
Демонтаж	1603,13	918,38
Год реализации	2025	2025



<b>Участок тепловой сети</b>	<b>УТ1-29 - УТ1-31</b>	<b>УТ1-31 - УТ1-32</b>
<b>Итого</b>	<b>10926,55</b>	

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

### **8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Средневзвешенный по материальной характеристике срок эксплуатации тепловых сетей составляет:

- Для сетей Центральной районной котельной – 12 лет.
- Для сетей котельной №10 – 13 лет.
- Для сетей котельной «Приморская» - 12 лет.
- Для сетей модульной котельной – 16 лет.
- Для сетей котельной №12 – 10 лет.
- Для сетей котельной с. Шебунино – 13 лет.

Для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется своевременно проводить текущие и плановые ремонты тепловых сетей и запорной арматуры, а также замену изношенных участков сетей теплоснабжения. Характеристика рекомендуемых мероприятий приведена в таблице 30. Оценка стоимости замены трубопроводов выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2024 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ № 142/пр от 26.02.2024 года.

Своевременная замена ветхих тепловых сетей позволяет поддерживать тепловые сети в удовлетворительном состоянии, обеспечивает нормативную надежность системы теплоснабжения, значительно снижает повреждаемость тепловых сетей.

Учитывая необходимый объем средств для реализации перекладки тепловых сетей, собственных средств теплоснабжающей организации недостаточно. По данной причине потребуется привлечение сторонних средств из различных источников.

Таблица 30 - Сводные финансовые потребности для реализации проектов по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, тыс. руб. (без НДС)\*

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
<b>Центральная районная котельная</b>										
Реконструкция распределительной тепловой сети, участок по ул. Ленина от городской бани до бывшего здания судомеханического отделения (СМО) (г. Невельск, ул. Ленина, 90 - ул. Береговая, 11)	0,16	200	подземный канальный, надземная на низких опорах	Величина капитальных вложений в реализацию мероприятия указана в соответствии с инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.				11140,273		2025
Реконструкция распределительной тепловой сети, участок по ул. Советской от УТ-2-1, УТ-2-7 до разветвления 2-17	0,108	160	подземный бесканальный	Величина капитальных вложений в реализацию мероприятия указана в соответствии с инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.				9008,639		2025
Реконструкция распределительной тепловой сети, участок от УТ-2-37 до насосной СМУ	0,2025 0,0275	200 100	подземный бесканальный	Величина капитальных вложений в реализацию мероприятия указана в соответствии с инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.				21733,018		2026
ЦРК Северный контур - УТ1-1	13,98	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	1736,306	520,892	2023-2035
УТ1-1 - Разв.-38	40,01	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	4969,212	1490,764	2023-2035
УТ1-3 - Советская улица, 55 Образовани	7,69	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	234,275	70,283	2023-2035
УТ1-3 - УТ1-5	129,11	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	16035,366	4810,610	2023-2035
УТ1-5 - Разв.-1	22	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	873,765	262,129	2023-2035
Разв.-1 - Советская улица, 53 МКД '	7,65	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	347,766	104,330	2023-2035
Разв.-1 - УТ1-8	78,87	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	3132,447	939,734	2023-2035
УТ1-8 - Советская улица, 49 МКД '	7,01	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	318,672	95,602	2023-2035
УТ1-9 - Советская улица, 47 МКД '	7,02	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	319,127	95,738	2023-2035
УТ1-9 - УТ1-10	42,16	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	2695,546	808,664	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТ1-10 - Советская улица, 45 МКД '	21,44	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	974,655	292,397	2023-2035
УТ1-10 - Разв.-5	5,26	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	336,304	100,891	2023-2035
Разв.-5 - УТ1-11	24,5	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1113,762	334,129	2023-2035
УТ1-11 - Разв.-7	20,51	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	932,378	279,713	2023-2035
Разв.-7 - Советская улица, 20а ДЭС "СРЗ"	9,7	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	451,234	135,370	2023-2035
Разв.-5 - Советская улица, 43 Пожарный о	38,89	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1767,926	530,378	2023-2035
УТ1-5 - УТ1-7	36,88	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	4580,469	1374,141	2023-2035
УТ1-7 - Школьная улица, 1а С/зал "Север"	28	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1272,871	381,861	2023-2035
УТ1-7 - УТ1-12	34,36	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	4267,487	1280,246	2023-2035
УТ1-13 - Разв.-40	32,81	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	999,554	299,866	2023-2035
УТ1-13 - УТ1-14	78,49	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	9748,400	2924,520	2023-2035
УТ1-14 - Школьная улица, 5 Д/с "Журавуш"	28,04	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1274,689	382,407	2023-2035
УТ1-14 - УТ1-15	128,57	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	15968,299	4790,490	2023-2035
УТ1-15 - УТ1-16	14,44	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	814,397	244,319	2023-2035
УТ1-16 - Школьная улица, 53 МКД '	10,36	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	662,378	198,713	2023-2035
УТ1-16 - УТ1-17	47,31	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	2668,221	800,466	2023-2035
УТ1-17 - Школьная улица, 49 МКД '	33,72	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1568,618	470,586	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТ1-17 - Школьная улица, 47 МКД в2	18,03	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	838,736	251,621	2023-2035
УТ1-17 - УТ1-18	33,3	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1787,347	536,204	2023-2035
УТ1-18 - Школьная улица, 47 МКД в1	18,02	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	838,271	251,481	2023-2035
УТ1-18 - Школьная улица, 45 МКД '	24,15	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1123,432	337,030	2023-2035
УТ1-22 - УТ1-34	16,39	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	709,453	212,836	2023-2035
УТ1-33 - Советская улица, 19а МКД '	27,6	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1254,687	376,406	2023-2035
УТ1-33 - Советская улица, 17а МКД '	83,02	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	3774,061	1132,218	2023-2035
УТ1-34 - Разв.-17	44,52	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	2846,435	853,931	2023-2035
Разв.-17 - Советская улица, 21а МКД	17,02	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	736,750	221,025	2023-2035
Разв.-17 - УТ1-35	117,37	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	6619,511	1985,853	2023-2035
УТ1-35 - Советская улица, 23а МКД '	19,31	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	835,878	250,763	2023-2035
УТ1-35 - УТ1-36	83,67	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	4718,876	1415,663	2023-2035
УТ1-36 - Советская улица, 25а МКД '	26,58	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1150,577	345,173	2023-2035
УТ1-36 - УТ1-37	84,05	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	4511,306	1353,392	2023-2035
УТ1-22 - УТ1-21	16,87	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	730,230	219,069	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ1-21 - УТ1-20	22,5	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	734,901	220,470	2023-2035
УТ1-20 - УТ1-19	40,39	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1604,153	481,246	2023-2035
УТ1-19 - Школьная улица, 79А МКД	22,64	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	689,726	206,918	2023-2035
УТ1-19 - УТ1-18	65,52	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2602,231	780,669	2023-2035
УТ1-18 - Школьная улица, 77 МКД '	60,34	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	1315,530	394,659	2023-2035
УТ1-18 - УТ1-17	22,54	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	895,212	268,564	2023-2035
УТ1-17 - Школьная улица, 79 МКД '	9,08	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	276,621	82,986	2023-2035
УТ1-17 - УТ1-16	67,31	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2673,323	801,997	2023-2035
УТ1-20 - УТ1-23	110,54	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	3610,486	1083,146	2023-2035
УТ1-23 - Школьная улица, 85 МКД '	7,67	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	233,666	70,100	2023-2035
УТ1-23 - УТ1-27	100,61	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	2193,494	658,048	2023-2035
УТ1-27 - Школьная улица, 87 МКД '	10,56	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	321,710	96,513	2023-2035
УТ1-21 - ТК-4	49,54	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	1786,191	535,857	2023-2035
ТК-4 - УТ1-25	89,16	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	3214,711	964,413	2023-2035
УТ1-25 - Разв.-26	10,87	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	217,893	65,368	2023-2035
Разв.-26 - Школьная улица, 93 МКД '	6,76	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	135,507	40,652	2023-2035
Разв.-26 - Школьная улица, 89 МКД '	32,8	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	657,489	197,247	2023-2035
УТ1-25 - Школьная улица, 95А МКД	59,68	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	1301,140	390,342	2023-2035
УТ1-22 - Разв.-27	158,47	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	20169,313	6050,794	2023-2035
Разв.-27 - УТ1-27	88,66	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11284,226	3385,268	2023-2035
УТ1-27 - Школьная улица, 97, 97А МКД	21,13	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	960,563	288,169	2023-2035
УТ1-27 - УТ1-28	187,55	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	23870,477	7161,143	2023-2035
УТ1-28 - Насосная 70 лет Октября	32,79	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1302,307	390,692	2023-2035
Насосная 70 лет Октября - УТ1-29	33,71	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1338,846	401,654	2023-2035
УТ1-31 - Советская улица, 3	9,6	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	292,463	87,739	2023-2035
Разв.-33 - Советская улица, 5	6,55	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	131,297	39,389	2023-2035
Насосная 70 лет Октября - УТ1-30	45,22	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1957,381	587,214	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ1-30 - Разв.-36	5,94	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	180,962	54,288	2023-2035
УТ1-30 - УТ1-39	28,53	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1234,942	370,483	2023-2035
УТ1-39 - Северная улица, 20	17,98	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	547,759	164,328	2023-2035
УТ1-39 - УТ1-40	47,96	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	2075,984	622,795	2023-2035
УТ1-40 - улица 70 лет Ок-тября, 1	16,62	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	542,847	162,854	2023-2035
УТ1-43 - улица 70 лет Ок-тября, 7 д/с "С	50,26	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1531,167	459,350	2023-2035
УТ1-40 - УТ1-44(2)	133,56	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	4362,371	1308,711	2023-2035
УТ1-44(2) - УТ1-44	84,27	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	3038,399	911,520	2023-2035
УТ1-44 - улица 70 лет Ок-тября, 5	34,14	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	1115,089	334,527	2023-2035
УТ1-44 - улица 70 лет Ок-тября, 11	24,98	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	544,613	163,384	2023-2035
УТ1-44 - улица 70 лет Ок-тября, 9	20,9	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	455,661	136,698	2023-2035
УТ1-28 - УТ1-45	300,12	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	38197,855	11459,357	2023-2035
УТ1-45 - Разв.-37	94,16	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11984,240	3595,272	2023-2035
Разв.-37 - УТ1-46	47,76	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	6078,667	1823,600	2023-2035
УТ1-46 - УТ1-47	56,1	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	7140,143	2142,043	2023-2035
УТ1-47 - УТ1-48	80,27	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	10216,386	3064,916	2023-2035
УТ1-48 - УТ1-49	168,9	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	21496,794	6449,038	2023-2035
УТ1-49 - УТ1-50	20,09	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	869,610	260,883	2023-2035
УТ1-50 - Очистные сооруже-ния, Северная	105,81	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	4580,231	1374,069	2023-2035
УТ1-50 - УТ1-53	193,58	200	Подземная в непроходных каналах	57994,26	1,25	1	1,06	14875,151	4462,545	2023-2035
УТ1-53 - улица Победы, 1 МКД	23,88	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1033,701	310,110	2023-2035
УТ1-53 - УТ1-54	50,28	175	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	3214,707	964,412	2023-2035
УТ1-54 - УТ1-51	80,25	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	4525,993	1357,798	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ1-54 - УТ1-55	52,32	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	2808,228	842,468	2023-2035
УТ1-55 - улица Победы, 5 МКД	28,53	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1327,185	398,156	2023-2035
УТ1-55 - улица Победы, 3 МКД	17,59	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	818,268	245,480	2023-2035
УТ1-51 - УТ1-56	35,99	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1674,216	502,265	2023-2035
УТ1-51 - УТ1-52	54,85	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	2551,564	765,469	2023-2035
УТ1-52 - улица Победы, 2А Библиотека	6,7	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	290,025	87,007	2023-2035
УТ1-52 - улица Победы, 2 МКД	8,16	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	353,224	105,967	2023-2035
УТ1-49 - УТ1-73	200,98	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	25579,784	7673,935	2023-2035
УТ1-65 - УТ1-66	8,4	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	363,600	109,080	2023-2035
УТ1-65 - улица Победы, 17А "Цирюльник"	12,38	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	248,162	74,449	2023-2035
УТ1-64 - УТ1-65	35,67	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1544,002	463,201	2023-2035
Насосная на Победы - УТ1-64	17,72	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	767,023	230,107	2023-2035
УТ1-64 - УТ1-63	54,8	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	2372,058	711,617	2023-2035
УТ1-63 - УТ1-68	72,12	175	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2864,360	859,308	2023-2035
УТ1-68 - улица Победы, 15 МКД	12,24	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	266,856	80,057	2023-2035
УТ1-68 - УТ1-69	43,07	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	1552,912	465,873	2023-2035
УТ1-69 - улица Победы, 11 МКД	16,81	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	366,491	109,947	2023-2035
УТ1-69 - УТ1-70	35,05	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	764,158	229,247	2023-2035
УТ1-70 - УТ1-71	17,22	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	375,430	112,629	2023-2035
УТ1-71 - улица Победы, 9 МКД	27,72	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	604,350	181,305	2023-2035
УТ1-71 - улица Победы, 7 МКД	48,51	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	1057,612	317,284	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ1-63 - УТ1-62	49,62	175	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1970,737	591,221	2023-2035
УТ1-62 - улица Победы, 16 МКД	37,65	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	820,843	246,253	2023-2035
УТ1-62 - УТ1-61	24,25	175	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	963,127	288,938	2023-2035
УТ1-61 - улица Победы, 8 МКД	25,68	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	559,874	167,962	2023-2035
УТ1-61 - ТК-3	21,41	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	652,254	195,676	2023-2035
ТК-3 - улица Победы, 14Б ' МКД	7,54	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	229,705	68,912	2023-2035
ТК-3 - улица Победы, 14А ' МКД	39,08	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1190,569	357,171	2023-2035
УТ1-61 - УТ1-60	91,27	175	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	3624,933	1087,480	2023-2035
УТ1-60 - улица Победы, 6, 6А ' МКД	17,32	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	377,610	113,283	2023-2035
УТ1-60 - улица Победы, 14 МКД	32,27	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	983,103	294,931	2023-2035
УТ1-62 - ТК-1	91,71	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	2793,938	838,181	2023-2035
ТК-1 - улица Победы, 19 МКД	6,54	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	199,241	59,772	2023-2035
УТ1-66 - Разв.-19	38,35	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1660,008	498,002	2023-2035
УТ1-16 - Школьная улица, 51А МКД	9,57	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	414,260	124,278	2023-2035
ТК-5 - УТ1-72	89,13	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11344,045	3403,214	2023-2035
ТК-6 - ТК-5	15,41	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	1961,312	588,394	2023-2035
УТ1-39 - Советская улица, 1А	62,13	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	1245,420	373,626	2023-2035
Разв.-36 - Советская улица, 2	4,81	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	96,418	28,925	2023-2035
Разе.-36 - Советская улица, 8 ООО "Арго"	100,26	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	2009,750	602,925	2023-2035
УТ1-34 - УТ1-33	12,25	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	556,881	167,064	2023-2035
УТ1-37 - Советская улица, 18 Гараж МУП	66,19	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	3008,975	902,693	2023-2035
УТ1-11 - Советская улица, 22 Аптека	38,65	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1757,016	527,105	2023-2035
Разв.-40 - Школьная улица, 3 МКД '	4,2	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	127,953	38,386	2023-2035



Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Разв.-40 - Разв.-39	21,83	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	665,049	199,515	2023-2035
Разв.-39 - Школьная улица, 1 МКД '	19,63	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	598,026	179,408	2023-2035
Разв.-39 - Школьная улица, 2 жилой дом	97,37	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	2966,369	889,911	2023-2035
Разв.-38 - УТ1-2	44,87	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	5572,821	1671,846	2023-2035
Разв.-38 - ТК-8	56,52	40	Надземная	14506,35	1,25	1	1,06	1086,366	325,910	2023-2035
ТК-8 - Советская улица, 34а Центр зан	18,43	40	Надземная	14506,35	1,25	1	1,06	354,241	106,272	2023-2035
ТК-8 - Слесарное помещение НКС	21,73	40	Надземная	14506,35	1,25	1	1,06	417,670	125,301	2023-2035
УТ1-72 - Насосная на Победы	206,39	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	26268,344	7880,503	2023-2035
УТ1-2 - УТ1-3	47,86	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	5944,177	1783,253	2023-2035
УТ1-12 - УТ1-13	57,07	500	Надземная	93735,29	1,25	1	1,06	7088,052	2126,416	2023-2035
УТ1-73 - ТК-6	125,12	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	15924,682	4777,405	2023-2035
Насосная 70 лет Октября - Насосная 70 лет Октября	0,1	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	4,329	1,299	2023-2035
Разв.2-12 - Бойлерная	4,87	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	210,809	63,243	2023-2035
Разв.2-12 - Разв.2-17	109,01	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	7785,837	2335,751	2023-2035
УТ2-2 - Советская улица, 57	10,93	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	496,874	149,062	2023-2035
УТ2-2 - УТ2-3	137,22	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	8773,312	2631,993	2023-2035
УТ2-3 - Советская, 61	10,42	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	451,054	135,316	2023-2035
УТ2-3 - УТ2-4	89,15	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	5027,941	1508,382	2023-2035
УТ2-4 - Советская улица, 61А	8,46	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	366,211	109,863	2023-2035
УТ2-4 - УТ2-5	73,23	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	3930,553	1179,166	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТ2-5 - Советская улица, 63А	9,7	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	419,887	125,966	2023-2035
УТ2-5 - УТ2-6	64,36	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2925,784	877,735	2023-2035
УТ2-6 - Советская улица, 69	9,41	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	427,775	128,333	2023-2035
УТ2-7 - Советская улица, 42 Маг-н "Арб	8,33	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	360,583	108,175	2023-2035
Разв.2-17 - ТК-4	84,31	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6021,685	1806,506	2023-2035
УТ2-8 - ОРТПЦ	79,67	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	3448,700	1034,610	2023-2035
УТ2-8 - УТ2-9	90,16	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	5084,904	1525,471	2023-2035
УТ2-9 - Советская улица, 46А	7,82	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	338,507	101,552	2023-2035
УТ2-9 - УТ2-10	152,44	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	8182,077	2454,623	2023-2035
УТ2-10 - Советская улица, 48А	6,88	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	320,050	96,015	2023-2035
УТ2-10 - УТ2-11	21,55	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1156,676	347,003	2023-2035
УТ2-11 - УТ2-12	74,46	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	3996,572	1198,972	2023-2035
УТ2-12 - Советская улица, 50А	24,45	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1111,489	333,447	2023-2035
ТК-4 - Байпас	370,2	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	26440,848	7932,254	2023-2035
УТ2-24 - Рыбачья улица, 12 Сахалинская	9,06	25	Подземная в непроходных каналах	29857,83	1,25	1	1,06	358,428	107,528	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учиты-вающий регионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ2-19 - УТ2-24	27,9	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1497,507	449,252	2023-2035
УТ2-19 - УТ2-20	23,28	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1249,533	374,860	2023-2035
УТ2-20 - ИВС	26,41	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1143,218	342,965	2023-2035
УТ2-20 - УТ2-21	21,94	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1177,609	353,283	2023-2035
УТ2-21 - Дежурная часть, Со-ветская,52Б	7,4	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	320,326	96,098	2023-2035
УТ2-21 - УТ2-22	43,62	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	2341,263	702,379	2023-2035
УТ2-22 - Основной корпус, Советская,52Б	7,42	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	321,192	96,358	2023-2035
УТ2-22 - УТ2-23	24,57	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1318,772	395,632	2023-2035
УТ2-23 - Паспортный стол, Советская,52Б	6,57	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	284,398	85,319	2023-2035
УТ2-23 - Спорткомплекс, Со-ветская,52 б	30,93	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1406,067	421,820	2023-2035
УТ2-15 - УТ2-19	41,88	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	2677,644	803,293	2023-2035
УТ2-15 - УТ2-18	26,74	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	1508,100	452,430	2023-2035
УТ2-18 - Разв.2-30	3,08	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	173,708	52,112	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
Разв.2-30 - Служба ФСБ, Рыбачья, 14	6,36	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	358,696	107,609	2023-2035
Разв.2-30 - УТ2-17	108	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	5796,801	1739,040	2023-2035
УТ2-17 - СРМ	18,34	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	793,889	238,167	2023-2035
УТ2-17 - Склад	19,57	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	910,376	273,113	2023-2035
УТ2-14 - УТ2-15	19,28	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1232,688	369,806	2023-2035
УТ2-14 - Советская улица, 54 Военкомат	14,85	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	690,806	207,242	2023-2035
Разв.2-23 - ТК-3	259,47	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	18532,163	5559,649	2023-2035
УТ2-13 - Насосная ЦК	16,21	250	Надземная	47691,79	1,25	1	1,06	1024,336	307,301	2023-2035
УТ2-13 - УТ2-14	113	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	7224,779	2167,434	2023-2035
УТ2-25 - Дальсвязь	10,6	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	458,846	137,654	2023-2035
УТ2-26 - Советская улица, 74 ФСБ	16,55	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	752,357	225,707	2023-2035
УТ2-26 - ТК-6	122,75	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	7848,156	2354,447	2023-2035
ТК-6 - УТ2-27	7	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	318,218	95,465	2023-2035
УТ2-27 - улица Ленина, 3 Универмаг	42,31	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1831,486	549,446	2023-2035
УТ2-28 - улица Ленина, 1 Почта	50,35	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2288,894	686,668	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Коэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТ2-30 - улица Ленина, 50А Поликлиника	51,99	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	2932,167	879,650	2023-2035
УТ2-31 - Советская улица, 80 АМП "Сахал	40,57	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1756,166	526,850	2023-2035
УТ2-32 - Ж/д №82	49,23	40	Подземная в непроходных каналах	31514,48	1,25	1	1,06	2055,682	616,704	2023-2035
УТ2-33 - Рыбацкая улица, 113А ЗАГС, Рос	23,26	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1006,863	302,059	2023-2035
УТ2-33 - УТ2-34	31,3	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1422,887	426,866	2023-2035
УТ2-34 - Ж/д №52	46,18	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1999,008	599,702	2023-2035
УТ2-35 - Рыбацкая улица, 115 Музей	22,59	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	977,860	293,358	2023-2035
УТ2-36 - Рыбацкая улица, 117 ФНС	20,71	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	896,480	268,944	2023-2035
ТК-2 - Разв.2-2	74,54	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	4203,956	1261,187	2023-2035
Разв.2-2 - улица Ленина, 54А РДК	7,83	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	355,949	106,785	2023-2035
Разв.2-2 - Разв.2-3	7,89	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	367,034	110,110	2023-2035
Разв.2-3 - улица Ленина, 56А ДШИ	51,45	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	2393,399	718,020	2023-2035
УТ2-13 - Разв.2-4	592,76	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	42336,783	12701,035	2023-2035
Разв.2-4 - УТ2-37	105,15	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	10269,520	3080,856	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТ2-37(2) - улица Вакканай, 1	34,4	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1563,812	469,144	2023-2035
УТ2-37(2) - Рыбацкая, 135	26,13	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1131,097	339,329	2023-2035
УТ2-37 - Насосная СМУ	163,05	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	15924,349	4777,305	2023-2035
УТ2-38 - Разв.2-5	22,8	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1060,632	318,190	2023-2035
Насосная СМУ - Разв.2-6	9,58	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	935,635	280,690	2023-2035
Разв.2-6 - Ленина, 41	13,21	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	571,825	171,548	2023-2035
Разв.2-6 - Разв.2-7	9,64	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	941,495	282,448	2023-2035
Разв.2-7 - Разв.2-8	54,13	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2149,859	644,958	2023-2035
Разв.2-8 - УТ2-40	23,45	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1066,029	319,809	2023-2035
УТ2-40 - Главный корпус	12,36	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	561,881	168,564	2023-2035
Разв.2-8 - Разв.2-9	99,64	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	3957,360	1187,208	2023-2035
Разв.2-9 - Разв.2-10	8,82	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	400,954	120,286	2023-2035
Разв.2-10 - Спортзал в ГУКе	7,85	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	339,805	101,942	2023-2035
Разв.2-10 - УПК	16,48	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	749,175	224,753	2023-2035
Разв.2-9 - Разв.2-11	27,1	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1076,319	322,896	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Коэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
Разв.2-11 - Производственный корпус	56,58	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2572,108	771,632	2023-2035
Разв.2-11 - Разв.2-34	66,25	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2631,224	789,367	2023-2035
Разв.2-34 - УТ2-41	14	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	751,437	225,431	2023-2035
УТ2-41 - улица Ленина, 15 Администрация	9,09	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	413,228	123,969	2023-2035
Разв.2-6 - Разв.2-33	24,97	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1135,128	340,538	2023-2035
Разв.2-33 - Прачечная	5,55	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	240,245	72,073	2023-2035
Разв.2-33 - Разв.2-32	5,11	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	232,299	69,690	2023-2035
Разв.2-32 - Общежитие №1	32,94	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1425,884	427,765	2023-2035
Разв.2-32 - Разв.2-31	43,5	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1977,495	593,249	2023-2035
Разв.2-31 - Столовая	5,75	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	248,902	74,671	2023-2035
Разв.2-31 - Разв.2-29	6,77	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	314,933	94,480	2023-2035
Разв.2-7 - Разв.2-1	126,3	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	3847,719	1154,316	2023-2035
Разв.2-1 - Разв.2-28	9,73	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	296,424	88,927	2023-2035
Разв.2-28 - Отд. культуры	5,38	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	232,886	69,866	2023-2035
Разв.2-28 - Разв.2-27	31,85	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1378,701	413,610	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Разв.2-27 - Сельская улица, 1 МУ "Невельс	4,54	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	196,524	58,957	2023-2035
Разв.2-4 - ТК-1	253,41	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	18099,339	5429,802	2023-2035
УТ2-42 - КОС-400 Очистные сооружения, В	25,81	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1385,328	415,598	2023-2035
УТ2-42 - Насосная №1	97,96	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6996,611	2098,983	2023-2035
Насосная №1 - Разв.2-26	8,44	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	602,811	180,843	2023-2035
Разв.2-26 - УТ2-44	30,85	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	3012,979	903,894	2023-2035
УТ2-44 - Разв.2-25	19,35	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	879,644	263,893	2023-2035
Разв.2-25 - УТ2-43	68,31	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	3105,350	931,605	2023-2035
УТ2-43 - улица Ленина, 86 д/сад "Малышк	13,59	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	617,797	185,339	2023-2035
УТ2-45 - улица Ленина, 65	12,48	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	567,337	170,201	2023-2035
Разв.2-24 - Магазин (Ленина, 61А)	4,58	25	Подземная в непроходных каналах	29857,83	1,25	1	1,06	181,192	54,358	2023-2035
УТ2-46 - Разв.2-24	12,11	25	Подземная в непроходных каналах	29857,83	1,25	1	1,06	479,091	143,727	2023-2035
УТ2-46 - улица Ленина, 63А Центр детско	11,68	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	543,341	163,002	2023-2035
Разв.2-26 - Разв.2-22	16,21	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	701,662	210,499	2023-2035
Разв.2-22 - улица Ленина, 90А Баня	19,16	40	Подземная в непроходных каналах	31514,48	1,25	1	1,06	800,058	240,017	2023-2035
Разв.2-21 - Разв.2-20	119,41	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	4742,557	1422,767	2023-2035
Разв.2-20 - ТП	7,66	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	331,581	99,474	2023-2035



Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
ТП - Береговая улица, 15 Храм, /Вос	21,02	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	909,899	272,970	2023-2035
ТП - Воскресная школа	33,79	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1462,678	438,803	2023-2035
Разв.2-20 - УТ2-47	135,73	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	5390,732	1617,220	2023-2035
УТ2-47 - УТ2-48	87,47	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	4694,872	1408,462	2023-2035
УТ2-48 - Береговая улица, 17	37,29	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1614,184	484,255	2023-2035
УТ2-48 - Разв.2-19	25,55	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	834,521	250,356	2023-2035
Разв.2-19 - Разв.2-18	99,2	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	4614,678	1384,403	2023-2035
Разв.2-18 - УТ2-49	95,51	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	4134,371	1240,311	2023-2035
УТ2-49 - Береговая улица, 19	17,64	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	763,588	229,076	2023-2035
ЦРК Южный контур - Разв.2-12 '	94,56	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6753,773	2026,132	2023-2035
УТ2-28 - УТ2-29	56,71	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2578,018	773,405	2023-2035
УТ2-29 - улица Ленина, 1А Ж/дорожная ст	10,83	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	492,328	147,698	2023-2035
УТ2-12 - СТК	183,41	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	7939,326	2381,798	2023-2035
Разв.2-16 - УТ2-25	35,53	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	2537,664	761,299	2023-2035
ТК-3 - УТ2-13	39,88	250	Надземная	47691,79	1,25	1	1,06	2520,082	756,025	2023-2035
УТ2-25 - Разв.2-23	17,04	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	1217,050	365,115	2023-2035
Разв.2-15 - Рыбацкая улица, 2 ООО "Прибой-	11,45	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	495,640	148,692	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТ2-25 - Разв.2-15	31,72	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1475,581	442,674	2023-2035
Разв.2-15 - Рыбацкая улица, 2 ООО "Прибой-	12,78	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	553,212	165,964	2023-2035
Разв.2-15 - Рыбацкая улица, 2А ФГБУ "Сахал	58,2	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	2707,402	812,221	2023-2035
УТ2-25 - улица Ленина, 4 Торговый.центр	117,37	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	5080,632	1524,190	2023-2035
ТК-2 - УТ2-36	14,4	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	623,337	187,001	2023-2035
Разв.2-14 - улица Ленина, 60 Сервис "НБТФ"	4,45	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	192,629	57,789	2023-2035
Разв.2-27 - Гараж	31,01	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1342,340	402,702	2023-2035
Разв.2-28 - УТ2-46	65,66	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2984,882	895,464	2023-2035
ТК-1 - УТ2-42	72,18	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	5155,323	1546,597	2023-2035
Разв.2-13 - Разв.2-21	21,17	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	916,359	274,908	2023-2035
Разв.2-13 - Береговая улица, 9 Торговый до	6,45	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	279,203	83,761	2023-2035
УТ2-48 - Береговая улица, 15А	64,03	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	2771,687	831,506	2023-2035
Байпас - Разв.2-16	119,76	300	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	8553,636	2566,091	2023-2035
ТК-4 - УТ2-8	9,9	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	632,967	189,890	2023-2035
УТ2-27 - УТ2-28	66,03	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	3001,702	900,510	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Насосная СМУ - Насосная СМУ	0,11	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	10,743	3,223	2023-2035
Насосная СМУ - Разв.2-14	95,6	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	9336,815	2801,045	2023-2035
Разв.2-14 - УТ2-38	10,31	250	Подземная в непроходных каналах	73709,76	1,25	1	1,06	1006,931	302,079	2023-2035
<b>Итого</b>								<b>1221221,615</b>		
<b>Котельная №10</b>										
Котельная 10 - Разв.3-1	143,62	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	18279,275	5483,782	2023-2035
Разв.3-1 - Лесная улица, 15	138,77	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	2781,698	834,509	2023-2035
Разв.3-1 - Разв.3-2	25,86	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	3291,339	987,402	2023-2035
Разв.3-2 - Разв.3-3	22,99	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	700,388	210,117	2023-2035
Разв.3-3 - АБК	39,05	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	851,366	255,410	2023-2035
Разв.3-3 - Станция биологической очистки	35,13	70	Надземная	16454,3	1,25	1	1,06	765,902	229,771	2023-2035
Разв.3-2 - Лесная улица, 1А Администрация	51,58	25	Надземная	13620,64	1,25	1	1,06	930,882	279,265	2023-2035
Разв.3-2 - П-1	89,1	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11340,227	3402,068	2023-2035
П-1 - УТ3-2	100,29	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	12764,437	3829,331	2023-2035
УТ3-2 - улица Яна Фабрициуса, 73	113,89	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	6112,941	1833,882	2023-2035
УТ3-2 - УТ3-3	89,88	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11439,502	3431,850	2023-2035
УТ3-3 - улица Яна Фабрициуса, 65	27,07	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1259,268	377,780	2023-2035
УТ3-3 - УТ3-4	54,03	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	6876,683	2063,005	2023-2035
УТ3-4 - задв.	46,75	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	5950,119	1785,036	2023-2035
УТ3-5 - УТ3-6	95,64	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	5393,968	1618,190	2023-2035
УТ3-6 - улица Яна Фабрициуса, 61, 61А	38,41	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	2166,273	649,882	2023-2035
УТ3-5 - УТ3-10	52,03	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	6622,132	1986,640	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТЗ-10 - улица Яна Фабри-циуса, 55	9,22	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	419,138	125,741	2023-2035
УТЗ-10 - УТЗ-11	51,88	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	6603,041	1980,912	2023-2035
УТЗ-11 - Разв.3-13	8,63	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	281,875	84,563	2023-2035
Разв.3-13 - улица Яна Фабри-циуса, 53	6,15	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	187,359	56,208	2023-2035
Разв.3-13 - улица Яна Фабри-циуса, 53	48,47	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	971,600	291,480	2023-2035
УТЗ-11 - УТЗ-21/А	151,53	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	9688,237	2906,471	2023-2035
УТЗ-21/А - УТЗ-12	15,81	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1010,830	303,249	2023-2035
УТЗ-12 - Физкультурная улица, 24	42	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1818,067	545,420	2023-2035
УТЗ-12 - УТЗ-13	50,01	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	3197,444	959,233	2023-2035
УТЗ-13 - Морг	7,34	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	317,729	95,319	2023-2035
УТЗ-13 - УТЗ-14	22,83	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1459,661	437,898	2023-2035
УТЗ-14 - Прачечная	15,53	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	672,252	201,676	2023-2035
УТЗ-14 - УТЗ-15	58,29	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	3287,478	986,243	2023-2035
УТЗ-15 - УТЗ-16	31,18	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	1758,510	527,553	2023-2035
УТЗ-16 - Терапевтическое от-деление	25,16	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1170,416	351,125	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
УТЗ-15 - УТЗ-17	93,22	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	5257,484	1577,245	2023-2035
УТЗ-17 - Инфекционное отделение	9,21	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	398,676	119,603	2023-2035
УТЗ-17 - УТЗ-18	25,86	125	Подземная в непроходных каналах	42565,03	1,25	1	1,06	1458,469	437,541	2023-2035
УТЗ-18 - Разв.3-12	12,29	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	659,654	197,896	2023-2035
Разв.3-12 - Административный корпус	4,94	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	213,839	64,152	2023-2035
Разв.3-12 - Родильное отделение	26,21	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1219,261	365,778	2023-2035
УТЗ-11 - УТЗ-19	113,46	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	14440,653	4332,196	2023-2035
УТЗ-19 - улица Яна Фабрициуса, 45	85,41	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	3973,182	1191,955	2023-2035
УТЗ-19 - УТЗ-20	81,42	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	11795,861	3538,758	2023-2035
УТЗ-20 - улица Яна Фабрициуса, 4 Спортк	46,64	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	1681,630	504,489	2023-2035
УТЗ-20 - УТЗ-21	92,77	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	13440,212	4032,064	2023-2035
УТЗ-21 - УТЗ-22	128,93	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	18678,954	5603,686	2023-2035
УТЗ-22 - Разв.3-9	6,26	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	284,577	85,373	2023-2035
Разв.3-9 - улица Горького, 7	7,89	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	358,677	107,603	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Разв.3-9 - улица Гоголя, 6	41,92	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1905,669	571,701	2023-2035
УТЗ-22 - УТЗ-23	53,23	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	7711,787	2313,536	2023-2035
УТЗ-23 - Разв.3-8	9,95	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	1441,523	432,457	2023-2035
Разв.3-8 - УТЗ-24	83,31	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	5326,516	1597,955	2023-2035
УТЗ-24 - Разв.3-7	45,44	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2065,687	619,706	2023-2035
Разв.3-7 - улица Чехова, 18А	4,07	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	176,179	52,854	2023-2035
УТЗ-24 - УТЗ-23	8,06	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	515,325	154,597	2023-2035
УТЗ-23 - улица Чехова, 9А Д/сад №11	34,71	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1577,905	473,371	2023-2035
Разв.3-8 - УТЗ-25	39,16	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	5673,372	1702,012	2023-2035
УТЗ-25 - Разв.3-5	8,83	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	401,409	120,423	2023-2035
Разв.3-5 - улица Гоголя, 4	7,77	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	353,222	105,966	2023-2035
Разв.3-5 - улица Гоголя, 2	35,8	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1627,456	488,237	2023-2035
УТЗ-25 - УТЗ-26	43,64	400	Подземная в непроходных каналах	109340,91	1,25	1	1,06	6322,419	1896,726	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
УТЗ-26 - УТЗ-27	24,2	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1547,254	464,176	2023-2035
УТЗ-27 - УТЗ-28	62,91	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	4022,220	1206,666	2023-2035
УТЗ-28 - улица Гоголя, 5 СОШ №3	51,54	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2342,991	702,897	2023-2035
УТЗ-26 - П	93,34	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	11879,874	3563,962	2023-2035
П - УТ	128,46	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	16349,782	4904,934	2023-2035
УТ - УТЗ-29	139,93	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	6056,973	1817,092	2023-2035
Разв.3-11 - Физкультурная улица, 17	30,18	25	Подземная в непроходных каналах	29857,83	1,25	1	1,06	1193,970	358,191	2023-2035
УТЗ-21 - улица Горького, 9	103,59	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	4484,133	1345,240	2023-2035
зав. - УТЗ-5	56,85	400	Надземная	96056,81	1,25	1	1,06	7235,599	2170,680	2023-2035
<b>Итого</b>								<b>71646,634</b>		
<b>Модульная котельная</b>										
Модульная Котельная Горно-завод - Уз.2	156,24	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	11159,152	3347,746	2023-2035
Уз.2 - Горнозаводск, Цен-тральная улиц	12,78	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	256,180	76,854	2023-2035
Уз.2 - Уз.3	84,92	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6065,253	1819,576	2023-2035
Уз.3 - МУП "ГУК" (гараж)	49,58	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	993,850	298,155	2023-2035
Уз.3 - Уз.4	89,83	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6415,941	1924,782	2023-2035
Уз.4 - Уз.5	23,06	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	1647,018	494,105	2023-2035
Уз.5 - Уз.А6	14,42	350	Подземная в непроходных каналах	92617,22	1,25	1	1,06	1769,591	530,877	2023-2035
Уз.А6 - Уз. 7	142,01	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	10142,801	3042,840	2023-2035
Уз.7 - Горнозаводск, Цен-тральная улиц	19,44	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	634,954	190,486	2023-2035
Уз.7 - Горнозаводск, улица Шахтовая,	54,61	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	1094,678	328,403	2023-2035
Уз.7 - Валерия	17,69	40	Подземная в непроходных каналах	31514,48	1,25	1	1,06	738,676	221,603	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Уз.7 - Уз.8	96,58	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	6898,047	2069,414	2023-2035
Уз.8 - Уз.9	77,66	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	3361,570	1008,471	2023-2035
Уз.9 - Уз.11	65,89	150	Надземная	29974,48	1,25	1	1,06	2616,899	785,070	2023-2035
Уз.8 - Уз.12	33,47	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	2390,533	717,160	2023-2035
Уз.12 - Уз.13	21,53	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	1537,740	461,322	2023-2035
Уз.13 - Уз.16	26,35	350	Надземная	53904,26	1,25	1	1,06	1882,000	564,600	2023-2035
Уз.16 - Уз.16.3	68,17	250	Надземная	47691,79	1,25	1	1,06	4307,773	1292,332	2023-2035
Уз.16.3 - Горнозаводск, Шах-товая улица,	17,26	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	345,983	103,795	2023-2035
Уз.16.3 - Уз.22	36,93	250	Надземная	47691,79	1,25	1	1,06	2333,667	700,100	2023-2035
Уз.23 - Уз.22.4	164,75	150	Надземная	29974,48	1,25	1	1,06	6543,242	1962,972	2023-2035
Уз.22.4 - Уз.А1	13,23	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	572,691	171,807	2023-2035
Уз.А1 - Школа	8,95	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	387,421	116,226	2023-2035
Уз.22.4 - Уз.22.3	63,74	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	4075,287	1222,586	2023-2035
Уз.22.3 - Труды	6,73	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	291,324	87,397	2023-2035
Уз.22.3 - Уз.22.2	13,73	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	877,843	263,353	2023-2035
Уз.22.2 - Школа	13,55	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	866,334	259,900	2023-2035
Уз.22.2 - Уз.22.1	27,86	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1781,260	534,378	2023-2035
Уз.22.1 - Тир	33,64	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1456,185	436,856	2023-2035
Уз.22.1 - Школа	18,65	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1192,408	357,722	2023-2035
Уз.16.1 - Уз.16.2	36,24	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1104,049	331,215	2023-2035



Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Кэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Уз.16.2 - Горнозаводск, Артёмовская улиц	27,28	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	831,083	249,325	2023-2035
Уз.18 - Горнозаводск, Комму-нальная ули	9,52	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	290,026	87,008	2023-2035
Уз.18 - Уз.19	68	150	Надземная	29974,48	1,25	1	1,06	2700,701	810,210	2023-2035
Уз.17 - Уз.20	62,61	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	2710,120	813,036	2023-2035
Уз.20 - Уз.21	19,14	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	625,156	187,547	2023-2035
Уз.21 - Горнозаводск, Комму-нальная ули	8,8	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	176,399	52,920	2023-2035
Уз.21 - Уз.А4	10,98	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	334,505	100,351	2023-2035
Уз.А4 - Горнозаводск, Ком-мунальная ули	26,94	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	820,725	246,217	2023-2035
Уз.20 - Уз.А11	29,45	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	961,903	288,571	2023-2035
Уз.61а - Уз.27	35,75	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1625,183	487,555	2023-2035
Уз.27 - Горнозаводск, Шахто-вая улица,	12,21	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	555,062	166,519	2023-2035
Уз.27 - Горнозаводск, Шахто-вая улица,	40,05	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	1863,083	558,925	2023-2035
Уз.28 - Уз.29	22,19	200	Подземная в непроходных каналах	57994,26	1,25	1	1,06	1705,133	511,540	2023-2035
Уз.29 - Горнозаводск, Шахто-вая улица,	9,97	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	453,233	135,970	2023-2035
Уз.29 - Горнозаводск, Шахто-вая улица,	26,55	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1206,954	362,086	2023-2035
Уз.29 - Уз.31	97,78	200	Подземная в непроходных каналах	57994,26	1,25	1	1,06	7513,649	2254,095	2023-2035
Уз.31 - Горнозаводск, Шахто-вая улица,	19,84	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	858,820	257,646	2023-2035
Уз.31 - Уз.32	31,19	200	Подземная в непроходных каналах	57994,26	1,25	1	1,06	2396,714	719,014	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэффици-ент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
Уз.32 - Уз.А9	181,13	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	7840,345	2352,104	2023-2035
Уз.А9 - Уз.37	127,2	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	5505,946	1651,784	2023-2035
Уз.37 - Уз.38	62,97	150	Надземная	29974,48	1,25	1	1,06	2500,928	750,278	2023-2035
Уз.40 - Производственное помещение	24,07	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	482,492	144,748	2023-2035
Уз.40 - Горнозаводск, Советская улица,	61,62	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1877,248	563,174	2023-2035
Уз.37 - Уз.А2	67,99	250	Надземная	47691,79	1,25	1	1,06	4296,398	1288,920	2023-2035
Уз.41 - Уз.А8	78,62	150	Надземная	29974,48	1,25	1	1,06	3122,487	936,746	2023-2035
Уз.28 - Уз.48	157,51	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	6817,936	2045,381	2023-2035
Уз.48 - Горнозаводск, Кольцевая улица,	21,34	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1145,405	343,621	2023-2035
Уз.48 - Уз.49	45,47	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1968,202	590,461	2023-2035
Уз.49 - Уз.50	14,77	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	639,330	191,799	2023-2035
Уз.50 - Уз.50(2)	64,54	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1966,206	589,862	2023-2035
Уз.50(2) - Горнозаводск, Советская улица,	4,81	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	146,536	43,961	2023-2035
Уз.50 - Уз.51	38,58	200	Надземная	32668,48	1,25	1	1,06	1669,964	500,989	2023-2035
Уз.51 - Уз.52	25,53	150	Подземная в непроходных каналах	48253,66	1,25	1	1,06	1632,289	489,687	2023-2035
Уз.52 - Горнозаводск, Советская улица,	6,28	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	285,487	85,646	2023-2035
Уз.52 - Уз.52(2)	7,13	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	324,127	97,238	2023-2035
Уз.55 - ТК2	31,4	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1427,433	428,230	2023-2035
ТК2 - Горнозаводск, Советская улица,	20,99	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	954,198	286,260	2023-2035
ТК2 - Уз. 62(2)	40,2	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1827,478	548,244	2023-2035
Уз.62(2) - Горнозаводск, Советская улица,	5,76	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	261,848	78,554	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
Уз.62(2) - Уз.62	31,18	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1417,432	425,230	2023-2035
Уз.62 - Горнозаводск, Советская улица,	25,93	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1178,769	353,631	2023-2035
Уз.55 - ТКЗ	42,97	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	1309,077	392,723	2023-2035
ТКЗ - Уз.57	46,42	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	2110,238	633,071	2023-2035
Уз.57 - Горнозаводск, Советская улица,	6,83	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	310,490	93,147	2023-2035
Уз.57 - Уз.60	15,86	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	720,990	216,297	2023-2035
Уз.60 - Горнозаводск, Советская улица,	8,02	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	364,587	109,376	2023-2035
Уз.60 - Уз.60а	16,87	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	766,905	230,071	2023-2035
Уз.60а - Горнозаводск, Советская улица,	6,57	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	298,670	89,601	2023-2035
Уз.60а - Уз.60а(2)	15,07	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	685,077	205,523	2023-2035
Уз.60а(2) - Горнозаводск, Советская улица,	7,11	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	323,218	96,965	2023-2035
ТКЗ - Уз.58	39,12	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1778,382	533,515	2023-2035
Уз.58 - Горнозаводск, Советская улица,	8,31	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	377,770	113,331	2023-2035
Уз.58 - Уз.58(2)	15,57	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	707,807	212,342	2023-2035

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Коэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Уз.58(2) - Горнозаводск, Со-ветская улица,	8,31	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	377,770	113,331	2023-2035
Уз.58(2) - Уз.63	21,7	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	986,475	295,942	2023-2035
Уз.63 - Горнозаводск, Совет-ская улица,	10,17	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	462,325	138,697	2023-2035
Уз.38 - Уз.40	76,64	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	2503,235	750,971	2023-2035
Уз.38 - Горнозаводск, Совет-ская улица,	30,41	80	Надземная	22992,39	1,25	1	1,06	926,438	277,931	2032
Итого								230966,761		
Котельная "Приморская"										
Котельная "Приморская" - ТК-1	29	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1318,330	395,499	2032
ТК-1 - Приморская улица, 62 Д/сад "З	10,22	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	442,396	132,719	2032
ТК-1 - Приморская улица, 64А	32	80	Подземная в непроходных каналах	34309,18	1,25	1	1,06	1454,709	436,413	2032
Итого								4180,067		
Котельная №12										
Котельная №12 - Разв.-1	53,36	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	2864,049	859,215	2034
Разв.-1 - Гараж	29,39	50	Подземная в непроходных каналах	32669,67	1,25	1	1,06	1272,214	381,664	2034
Разв.-1 - Разв.-2	60,62	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	3253,723	976,117	2034
Разе.-2 - Горнозаводск, Кир-пичная улица	25,4	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1363,322	408,996	2034
Разе.-2 - Разв.-3	33,18	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1780,906	534,272	2034

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт пере-хода от цен базового рай-она к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учи-тывающий ре-гионально-кли-матические условия	Коэффици-ент стеснен-ности	Итоговая стои-мость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализа-ции
Разв.-3 - Спальный корпус	60,65	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	3255,333	976,600	2034
Разв.-3 - Разв.-4	35,46	100	Подземная в непроходных каналах	40508,74	1,25	1	1,06	1903,283	570,985	2034
Разв.-4 - Горнозаводск, Кир-пичная улица	62,43	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	2904,177	871,253	2034
Разв.-4 - КОС-60	192,59	70	Подземная в непроходных каналах	35108,63	1,25	1	1,06	8959,082	2687,724	2034
<b>Итого</b>								<b>35822,914</b>		
<b>Котельная с. Шебунино</b>										
Уз. 1 - Шебунино, Горная, 11 Насосная	20,32	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	663,697	199,109	2023
Уз. 1 - Уз. 2	29,87	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	1076,979	323,094	2023
Уз. 2 - Шебунино, Гоная, 9	45,46	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	911,263	273,379	2023
Уз. 2 - Уз. 3	45,92	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	1655,670	496,701	2023
Уз. 3 - Шебунино, Дачная улица, 2	62,44	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	2039,431	611,829	2030
Уз. 3 - Уз. 13	150,96	125	Надземная	27211,72	1,25	1	1,06	5442,943	1632,883	2030
Уз. 13 - Шебунино, Горная улица, 28	79,28	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	2589,464	776,839	2030
Уз. 1 - Уз. 4	133,65	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	5308,121	1592,436	2032
Уз. 4 - Шебунино, Дачная улица, 1А	25,65	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	514,164	154,249	2032
Уз. 4 - Уз. 5	61,72	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2451,308	735,392	2032
Уз. 5 - Шебунино, Дачная улица, 1 М-н	21,31	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	427,167	128,150	2030
Уз. 5 - Уз. 6	90,27	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	3585,216	1075,565	2032
Уз. 6 - Шебунино, Дачная улица, 4А	11,18	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	224,107	67,232	2031
Уз. 6 - Уз. 7	67,55	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2682,855	804,857	2031
Уз. 7 - Шебунино, Дачная улица, 5	17,35	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	566,690	170,007	2035
Уз. 7 - Уз. 8	9,27	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	368,173	110,452	2031
Уз. 8 - Шебунино, 1-й Дач-ный пер., 1	20,62	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	673,496	202,049	2035
Уз. 8 - Уз. 9	55,31	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	2196,724	659,017	2031

Участок тепловой сети	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, мм	Вид прокладки	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-2024, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к ценам Сахалинской области	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость в ценах 2024 года	Демонтаж	Год реализации
Уз. 9 - Шебунино, Дачная улица, 13	14,66	50	Надземная	15128,59	1,25	1	1,06	293,865	88,160	2024
Уз. 9 - Уз. 10	9,25	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	367,378	110,214	2031
Уз. 10 - Шебунино, 1-й Дачный пер., 2	21,26	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	694,400	208,320	2032
Уз. 10 - Уз. 11	91,18	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	3621,358	1086,407	2031
Уз. 11 - Шебунино, Дачная улица, 9	17,75	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	579,755	173,927	2030
Уз. 11 - Уз. 12	48,41	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	1922,680	576,804	2030
Уз. 12 - Шебунино, Дачная улица, 11	20,87	100	Надземная	24650,76	1,25	1	1,06	681,661	204,498	2030
Котельная Шебунино - Уз. 1	23,1	150	Надземная	29974,78	1,25	1	1,06	917,453	275,236	2024
<b>Итого</b>								<b>10039,780</b>		
<b>Всего по г. Невельск</b>								<b>1297048,315</b>		
<b>Всего по с. Горнозаводск</b>								<b>266789,675</b>		
<b>Всего по с. Шебунино</b>								<b>10039,780</b>		
<b>Всего по Невельскому ГО</b>								<b>1583917,550</b>		

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

## 8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

В городе Невельске активно ведется работа по строительству новых объектов. В районе тепловой насосной «70 лет Октября» планируется и в настоящее время ведется строительство нескольких масштабных объектов, а именно планируется строительство начальной общеобразовательной школы по ул. Советская, осуществляется планировка и строительство многоквартирных жилых домов по ул. Северная. Присоединенная тепловая нагрузка и гидравлическая этих объектов значительная, трубопроводы теплотрассы от тепловой насосной «70 лет Октября», так же как и установленное оборудование на тепловой насосной «70 лет Октября» смонтированы без учета тепловой нагрузки этого значительного строительства, по этой причине может возникнуть проблема с обеспечением надежного и полноценного теплоснабжения в данном районе, для этого необходимо выполнить реконструкцию насосной станции «70 лет Октября» с учетом обеспечения тепловых нагрузок всех новых объектов. Характеристика рекомендуемого мероприятия приведена в таблице ниже.

Таблица 31 - Финансовые потребности для реализации проектов по реконструкции повысительно-насосной станций\*

N п/п	Наименование мероприятий	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики		Год начала реализации	Год окончания реализации	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС
			до реализации мероприятия	после реализации мероприятия			
1.	Строительство насосной станции "70 лет Октября" с увеличением мощности насосов	г. Невельск, в районе ул. Советская, 3	60	84	2024	2024	12450,398

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

В рамках Сценария 3 предполагается объединение котельных «Приморская» и №12 с Центральной районной котельной и модульной котельной соответственно.

По результатам гидравлического расчета, для осуществления указанных мероприятий требуется строительство насосных станций в целях обеспечения требуемых параметров теплоносителя на вводах потребителей при переключении на другой источник тепловой энергии.

Оценка стоимости строительства указанных ПНС производилась на основе укрупненных нормативов цен строительства – НЦС 81-02-19-2024, утвержденные приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства №118/пр от 16 февраля 2024 г. Подробно расчет капитальных затрат на указанные мероприятия представлен в таблице ниже.

Таблица 32 - Финансовые потребности для реализации проектов по строительству повысительно-насосных станций в рамках реализации 3 сценария развития, в ценах базового года с НДС\*

Наименование	Ед. Измерения	ПНС Невельск	ПНС Горнозаводск
Расход теплоносителя по результатам гидравлического расхода	куб.м./ч	Величина капитальных вложений в реализацию мероприятия указана в соответствии с инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.	21,39
Стоимость строительства по НЦС 81-02-19-2024	тыс. руб./(куб.м./ч)		118,21
Коэффициент перехода к ценам Сахалинской области	-		1,54

Наименование	Ед. Измерения	ПНС Невельск	ПНС Горнозаводск
Стоимость строительства	тыс. руб.	13490,81	3893,908
НДС (20%)	тыс. руб.	2698,162	778,782
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>16188,972</b>	<b>4672,690</b>

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

### **Сводная оценка необходимых финансовых потребностей**

Свод финансовых потребностей по рассматриваемым проектам для сценариев развития СЦТ муниципального образования, приведен в таблице 33.

Таблица 33 - Финансовые потребности для реализации проектов по тепловым сетям для рассматриваемых сценариев развития в ценах базового года с НДС

№ п/п	Наименование проектов	Затраты на реализацию мероприятий*, тыс. руб.	
		Сценарий 1	Сценарий 2
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	-	97965,911
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	86513,663	
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	10926,55	
4	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	20 808,05	
5	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	-	-
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1 583 917,55	
7	Строительство и реконструкция насосных станций	12450,398	33 312,06
8	Переход на закрытую схему ГВС	-	-
<b>Итого</b>		1704576,44	1823404,01
<b>НДС</b>		340915,29	364680,80
<b>Всего с НДС</b>		2045491,72	2188084,81

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.



### **8.9 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

При актуализации схемы теплоснабжения, были уточнены планы по модернизации объектов системы теплоснабжения с учетом инвестиционной программой МУП «Невельские коммунальные сети» на 2024-2026 г.г.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## **ГЛАВА 9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

В настоящий момент системы централизованного теплоснабжения МО «Невельский городской округ» либо не осуществляют горячее водоснабжение потребителей, либо осуществляют его по «закрытой» схеме, организованной посредством теплообменных аппаратов.

Таким образом, данная глава Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения муниципального образования «Невельский городской округ» не содержит предложений по переводу горячего водоснабжения потребителей на «закрытую» схему.

### **9.1 Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения**

На территории округа снабжение потребителей горячей водой осуществляется по закрытой схеме.

Таким образом, мероприятий по переводу потребителей с открытой системы ГВС на «закрытую» не предусмотрено.

### **9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)**

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

### **9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям**

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

### **9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения**

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

### **9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения**

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

### **9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения**

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

## ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

В соответствии с пунктом 70 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, в Главе 10 Обосновывающих Материалов «Перспективные топливные балансы» выполнено следующее: – установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, на хозяйственные нужды предприятий; – установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии; – определены виды топлива, обеспечивающие выработку необходимой тепловой энергии; – установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

Согласно методическим рекомендациям по разработке Схем теплоснабжения, в данном разделе приводятся перспективные расходы топлива для предложенных сценариев развития источников тепловой энергии, рассмотренных в главах 5, 7 и 8 Обосновывающих Материалов.

### 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения

На территории округа действует шесть источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь). Сведения о фактическом и перспективном потреблении котельно-печного топлива приведены в таблицах 34-36.

Таблица 34 - Существующий и перспективный топливные балансы (Сценарий №1)

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	Вид топлива		Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ
1.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	1152,176	1235,57	1272,72	1278,93	1285,15	1291,38	1297,62	1311,26
		Тыс. куб.м	4040,33	4198,98	4325,21	4346,32	4367,47	4388,64	4409,85	4456,21
		т.у.т.	8306,7	8908,0	9175,8	9220,6	9265,4	9310,4	9355,4	9453,7
1.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	51733,7	53765,1	55381,3	55651,7	55922,4	56193,6	56465,1	57058,7
1.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	1324,3	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0
1.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	50409,4	51900,1	53516,3	53786,7	54057,4	54328,6	54600,1	55193,7
1.6	Потери тепловой сети	Гкал	14591,8	15039,0	14963,8	14889,0	14814,6	14740,5	14666,8	14232,2
		%	28,9	29,0	28,0	27,7	27,4	27,1	26,9	25,8
1.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	35817,6	36861,0	38552,5	38897,7	39242,9	39588,1	39933,3	40961,5

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
1.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	89,0	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
2.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	4832,8	4655,6	4739,9	4824,4	4908,8	4993,3	5077,8	5658,3
		т.у.т.	2837,6	2713,3	2762,4	2811,6	2860,9	2910,1	2959,4	3297,7
2.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	13903,4	14819,1	15087,7	15356,4	15625,2	15894,1	16163,2	18010,9
2.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	573,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0
2.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	13330,5	14284,1	14552,7	14821,4	15090,2	15359,1	15628,2	17475,9
2.6	Потери тепловой сети	Гкал	4144,1	4144,1	4123,3	4102,7	4082,2	4061,8	4041,5	3921,8
		%	31,1	29,0	28,3	27,7	27,1	26,4	25,9	22,4
2.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	9186,4	10140,0	10429,3	10718,7	11008,0	11297,3	11586,7	13554,1
2.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	204,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1
2.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	70,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
3.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	127,3	127,2	127,2	127,1	127,1	127,1	127,1	127,0
		т.у.т.	74,9	74,1	74,1	74,1	74,1	74,1	74,1	74,0
3.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	418,8	410,2	410,1	410,1	410,0	410,0	409,9	409,7
3.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	13,1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
3.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	405,7	390,2	390,1	390,1	390,0	390,0	389,9	389,7
3.6	Потери тепловой сети	Гкал	42,0	10,2	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,7
		%	10,3	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5
3.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	363,8	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0
3.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	179,0	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
3.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	79,8	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1	79,1
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
4.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	6758,8	6886,2	6881,7	6877,2	6872,7	6868,2	6863,8	7304,7
		т.у.т.	3978,0	4013,3	4010,7	4008,2	4005,6	4003,1	4000,6	4250,7
4.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	18575,4	20829,4	20816,0	20802,7	20789,5	20776,3	20763,3	22061,4

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
4.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	592,6	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7
4.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	17982,8	20272,7	20259,3	20246,0	20232,8	20219,7	20206,6	21504,7
4.6	Потери тепловой сети	Гкал	2504,5	2670,7	2657,3	2644,0	2630,8	2617,7	2604,6	2527,4
		%	13,9	13,2	13,1	13,1	13,0	12,9	12,9	11,8
4.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	15478,3	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	18977,3
4.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	214,2	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7
4.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	66,8	74,2	74,2	74,2	74,2	74,2	74,2	74,2
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
5.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	548,8	461,8	461,7	461,5	461,4	461,2	461,1	460,2
		т.у.т.	322,2	269,2	269,1	269,0	268,9	268,8	268,7	268,3
5.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	1597,4	1243,8	1243,5	1243,1	1242,7	1242,3	1242,0	1239,8
5.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	76,6	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
5.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	1520,7	1183,5	1183,1	1182,8	1182,4	1182,0	1181,7	1179,5
5.6	Потери тепловой сети	Гкал	151,7	75,6	75,2	74,8	74,4	74,1	73,7	71,5
		%	10,0	6,4	6,4	6,3	6,3	6,3	6,2	6,1
5.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	1369,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0
5.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	201,7	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
5.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	70,8	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
6.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	1482,9	1665,0	1664,2	1663,4	1662,6	1661,9	1661,1	1656,6
		т.у.т.	871,7	970,4	969,9	969,5	969,1	968,6	968,2	965,7
6.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	3901,8	5179,3	5177,0	5174,7	5172,4	5170,1	5167,8	5154,3
6.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	200,3	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
6.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	3701,5	4951,3	4949,0	4946,7	4944,4	4942,1	4939,8	4926,3
6.6	Потери тепловой сети	Гкал	472,6	467,2	464,8	462,5	460,2	457,9	455,6	442,1
		%	12,8	9,4	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,0

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
6.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	3228,9	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2
6.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	223,4	187,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
6.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	63,9	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3

Таблица 35 - Существующий и перспективный топливные балансы (Сценарий №2)

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котельная</b>									
1.1	Вид топлива		Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ
1.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	1152,176	1235,57	1272,72	1278,93	1285,15	1291,38	1297,62	1311,26
		Тыс. куб.м	4040,33	4198,98	4325,21	4346,32	4367,47	4388,64	4409,85	4456,21
		т.у.т.	8306,7	8908,0	9175,8	9220,6	9265,4	9310,4	9355,4	9453,7
1.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	51733,7	53765,1	55381,3	55651,7	55922,4	56193,6	56465,1	57058,7
1.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	1324,3	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0
1.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	50409,4	51900,1	53516,3	53786,7	54057,4	54328,6	54600,1	55193,7
1.6	Потери тепловой сети	Гкал	14591,8	15039,0	14963,8	14889,0	14814,6	14740,5	14666,8	14232,2
		%	28,9	29,0	28,0	27,7	27,4	27,1	26,9	25,8
1.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	35817,6	36861,0	38552,5	38897,7	39242,9	39588,1	39933,3	40961,5
1.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
1.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	89,0	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Вид топлива		уголь	уголь	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ
2.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	4832,8	4655,6	1446,1	1471,8	1497,6	1523,3	1549,1	1726,2
		Тыс. куб.м	2837,6	2713,3	2400,4	2443,2	2486,0	2528,8	2571,6	2865,5
		т.у.т.	2837,6	2713,3	2400,4	2443,2	2486,0	2528,8	2571,6	2865,5
2.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	13903,4	14819,1	15087,7	15356,4	15625,2	15894,1	16163,2	18010,9
2.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	573,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0
2.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	13330,5	14284,1	14552,7	14821,4	15090,2	15359,1	15628,2	17475,9
2.6	Потери тепловой сети	Гкал	4144,1	4144,1	4123,3	4102,7	4082,2	4061,8	4041,5	3921,8
		%	31,1	29,0	28,3	27,7	27,1	26,4	25,9	22,4

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
2.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	9186,4	10140,0	10429,3	10718,7	11008,0	11297,3	11586,7	13554,1
2.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	204,1	183,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1
2.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	70,0	78,0	86,2	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Вид топлива		уголь	уголь	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ	СПГ
3.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн Тыс. куб.м	127,3	127,2	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
		т.у.т.	74,9	74,1	65,3	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2
3.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	418,8	410,2	410,1	410,1	410,0	410,0	409,9	409,7
3.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	13,1	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
3.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	405,7	390,2	390,1	390,1	390,0	390,0	389,9	389,7
3.6	Потери тепловой сети	Гкал	42,0	10,2	10,1	10,1	10,0	10,0	9,9	9,7
		%	10,3	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5
3.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	363,8	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0
3.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	179,0	180,7	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1
3.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	79,8	79,1	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
4.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	6758,8	6886,2	6607,7	6603,5	6599,3	6595,1	6591,0	7003,0
		т.у.т.	3978,0	4013,3	3851,0	3848,5	3846,1	3843,6	3841,2	4081,4
4.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	18575,4	20829,4	20816,0	20802,7	20789,5	20776,3	20763,3	22061,4
4.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	592,6	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7
4.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	17982,8	20272,7	20259,3	20246,0	20232,8	20219,7	20206,6	21504,7
4.6	Потери тепловой сети	Гкал	2504,5	2670,7	2657,3	2644,0	2630,8	2617,7	2604,6	2527,4
		%	13,9	13,2	13,1	13,1	13,0	12,9	12,9	11,8
4.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	15478,3	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	17602,0	18977,3
4.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	214,2	192,7	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0
4.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	66,8	74,2	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
5.2		тн	548,8	461,8	461,7	461,5	461,4	461,3	461,1	460,3

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	т.у.т.	322,2	269,2	269,1	269,0	268,9	268,8	268,7	268,3
5.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	1597,4	1243,8	1243,5	1243,1	1242,7	1242,3	1242,0	1239,8
5.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	76,6	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
5.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	1520,7	1183,5	1183,1	1182,8	1182,4	1182,0	1181,7	1179,5
5.6	Потери тепловой сети	Гкал	151,7	75,6	75,2	74,8	74,4	74,1	73,7	71,5
		%	10,0	6,4	6,4	6,3	6,3	6,3	6,2	6,1
5.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	1369,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0	1108,0
5.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	201,7	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
5.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	70,8	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
6.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	1482,9	1665,0	1664,2	1663,5	1662,7	1662,0	1661,3	1656,9
		т.у.т.	871,7	970,4	969,9	969,5	969,1	968,6	968,2	965,7
6.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	3901,8	5179,3	5177,0	5174,7	5172,4	5170,1	5167,8	5154,3
6.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	200,3	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
6.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	3701,5	4951,3	4949,0	4946,7	4944,4	4942,1	4939,8	4926,3
6.6	Потери тепловой сети	Гкал	472,6	467,2	464,8	462,5	460,2	457,9	455,6	442,1
		%	12,8	9,4	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,0
6.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	3228,9	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2
6.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	223,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4
6.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	63,9	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3

Таблица 36 - Существующий и перспективный топливные балансы (Сценарий №3)

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	<b>Центральная районная котель- ная</b>									
1.1	Вид топлива		Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ	Мазут, СПГ
1.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн Тыс. куб.м	1152,176 4040,33	1235,57 4198,98	1307,10 4442,07	1317,82 4478,48	1323,87 4499,05	1329,93 4519,65	1336,00 4540,27	1348,64 4583,24



№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
		т.у.т.	8306,7	8908,0	9423,7	9501,0	9544,6	9588,3	9632,0	9723,2
1.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	51733,7	53765,1	56877,7	57343,9	57607,2	57871,0	58135,1	58685,3
1.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	1324,3	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0	1865,0
1.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	50409,4	51900,1	55012,7	55478,9	55742,2	56006,0	56270,1	56820,3
1.6	Потери тепловой сети	Гкал	14591,8	15039,0	16460,2	16377,9	16296,0	16214,5	16133,5	15655,5
		%	28,9	29,0	29,9	29,5	29,2	29,0	28,7	27,6
1.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	35817,6	36861,0	38552,5	39101,0	39446,2	39791,4	40136,6	41164,8
1.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
1.9	Средневзвешенный КПД котель- ной	%	89,0	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
2	<b>Котельная №10</b>									
2.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
2.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	4832,8	4655,6	4649,1	4642,6	4636,1	4629,7	4623,3	4585,7
		т.у.т.	2837,6	2713,3	2709,5	2705,7	2701,9	2698,2	2694,5	2672,6
2.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	13903,4	14819,1	14798,3	14777,7	14757,2	14736,8	14716,5	14596,8
2.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	573,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0	535,0
2.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	13330,5	14284,1	14263,3	14242,7	14222,2	14201,8	14181,5	14061,8
2.6	Потери тепловой сети	Гкал	4144,1	4144,1	4123,3	4102,7	4082,2	4061,8	4041,5	3921,8
		%	31,1	29,0	28,9	28,8	28,7	28,6	28,5	27,9
2.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	9186,4	10140,0	10140,0	10140,0	10140,0	10140,0	10140,0	10140,0
2.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	204,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1
2.9	Средневзвешенный КПД котель- ной	%	70,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
3	<b>Котельная «Приморская»</b>									
3.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь					
3.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	127,3	127,2	127,2					
		т.у.т.	74,9	74,1	74,1					
3.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	418,8	410,2	410,1					
3.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	13,1	20,0	20,0					
3.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	405,7	390,2	390,1					

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
3.6	Потери тепловой сети	Гкал	42,0	10,2	10,1					
		%	10,3	2,6	2,6					
3.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	363,8	380,0	380,0					
3.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	179,0	180,7	180,7					
3.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	79,8	79,1	79,1					
4	<b>Модульная котельная</b>									
4.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
4.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	6758,8	6886,2	6692,0	7078,4	7073,7	7069,2	7064,6	7474,2
		т.у.т.	3978,0	4013,3	3900,1	4125,3	4122,6	4119,9	4117,2	4356,0
4.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	18575,4	20829,4	21081,7	22298,7	22284,2	22269,7	22255,3	23545,8
4.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	592,6	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7	556,7
4.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	17982,8	20272,7	20525,1	21742,0	21727,5	21713,0	21698,6	22989,1
4.6	Потери тепловой сети	Гкал	2504,5	2670,7	2923,1	2908,5	2893,9	2879,4	2865,0	2780,2
		%	13,9	13,2	14,2	13,4	13,3	13,3	13,2	12,1
4.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	15478,3	17602,0	17602,0	18833,6	18833,6	18833,6	18833,6	20208,9
4.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	214,2	192,7	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0
4.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	66,8	74,2	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3	77,3
5	<b>Котельная №12</b>									
5.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь					
5.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тн	548,8	461,8	461,7					
		т.у.т.	322,2	269,2	269,1					
5.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	1597,4	1243,8	1243,5					
5.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	76,6	60,3	60,3					
5.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	1520,7	1183,5	1183,1					
5.6	Потери тепловой сети	Гкал	151,7	75,6	75,2					
		%	10,0	6,4	6,4					
5.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	1369,0	1108,0	1108,0					
5.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	201,7	216,4	216,4					

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
5.9	Средневзвешенный КПД котель- ной	%	70,8	66,0	66,0					
6	<b>Котельная с. Шебунино</b>									
6.1	Вид топлива		уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь	уголь
6.2	расход натурального топлива (ос- новное топливо)	тн	1482,9	1665,0	1664,2	1663,4	1662,6	1661,9	1661,1	1656,6
		т.у.т.	871,7	970,4	969,9	969,5	969,1	968,6	968,2	965,7
6.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	3901,8	5179,3	5177,0	5174,7	5172,4	5170,1	5167,8	5154,3
6.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	200,3	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0	228,0
6.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	3701,5	4951,3	4949,0	4946,7	4944,4	4942,1	4939,8	4926,3
6.6	Потери тепловой сети	Гкал	472,6	467,2	464,8	462,5	460,2	457,9	455,6	442,1
		%	12,8	9,4	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,0
6.7	Тепловая энергия, отпущенная по- требителям	Гкал	3228,9	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2	4484,2
6.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	223,4	187,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
6.9	Средневзвешенный КПД котель- ной	%	63,9	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3	76,3

## 10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Расчеты нормативных объемов запаса резервного топлива выполняются в соответствии с Приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

1. Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$ННЗТ = Q_{\max} \times H_{\text{ср.т}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad \text{тыс. т.}$$

где:  $Q_{\max}$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.т}}$  - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

$K$  - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

$T$  - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Для котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу

2. Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется фактическим временем, необходимым для доставки топлива от поставщика или базовых складов, и временем, необходимым на погрузо-разгрузочные работы (таблица 70).

Таблица 37 – Сведения о количестве суток

№ п/п	Вид. топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	твердое	железнодорожный транспорт	14
		автотранспорт	7
2	жидкое	железнодорожный транспорт	10
		автотранспорт	5

3. Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток;

по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле:

$$НЭЗТ = Q_{\max}^3 \times H_{\text{ср.т}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad \text{тыс.т.}$$

где:  $Q_{\max}^3$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельными) в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.т}}$  - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, кг у.т./Гкал;

$T$  - количество суток.

4. Для организаций, эксплуатирующих отопительные (производственно-отопительные) котельные на газовом топливе с резервным топливом, в состав НЭЗТ включается количество резервного топлива, необходимое для замещения ( $B_{\text{зам}}$ ) газового топлива в периоды сокращения его подачи газоснабжающими организациями.

Значение  $V_{\text{зам}}$  определяется по данным об ограничении подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, установленном на текущий год.

С учетом отклонений фактических данных по ограничениям от сообщавшихся газоснабжающими организациями за текущий и два предшествующих года значение  $V_{\text{зам}}$  может быть увеличено по их среднему значению, но не более чем на 25 процентов.

$$V_{\text{зам}} = Q_{\text{мах}}^{\text{э}} \times H_{\text{ср.т}} \times T_{\text{зам}} \times d_{\text{зам}} \times K_{\text{зам}} \times K_{\text{эжв}} \times \frac{1}{K} \times 10^{-3} \quad \text{тыс.т.}$$

где:  $T_{\text{зам}}$  - количество суток, в течение которых снижается подача газа;

$d_{\text{зам}}$  - доля суточного расхода топлива, подлежащего замещению;

$K_{\text{зам}}$  - коэффициент отклонения фактических показателей снижения подачи газа;

$K_{\text{эжв}}$  - соотношение теплотворной способности резервного топлива и газа

5. НЭЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно (до начала отопительного сезона), определяется по общему плановому расходу топлива на весь отопительный период по общей его длительности.

Расчет производится по формуле:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{сез}} = Q_{\text{ср}} \times H_{\text{ср}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad \text{тыс.т.}$$

где:  $Q_{\text{ср}}$  - среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение отопительного периода, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср}}$  - средневзвешенный норматив удельного расхода топлива, за отопительный период, т у.т./Гкал;

$T$  - длительность отопительного периода, сут.

ННЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно, не рассчитывается.

Для котельных, работающих на газе, нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) устанавливается по резервному топливу. Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо).

Характеристика основного и резервного топлива котельной приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Описание видов используемого топлива

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива	
		основное	Резервное/аварийное
1	Центральная районная котельная	Мазут, СПГ	-
2	Котельная №10	Бурый уголь	-
3	Котельная «Приморская»	Бурый уголь	-
4	Модульная котельная	Бурый уголь	-
5	Котельная №12	Бурый уголь	-
6	Котельная с. Шебунино	Бурый уголь	-

В настоящее время на территории округа действует шесть источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь).

В таблице 39 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период до 2035 г. для сценариев №№1-3.

Таблица 39 - Нормативные запасы аварийных видов топлива

Наименование	Вид топлива	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Сценарий 1																
Центральная районная котельная																
ННЗТ	Мазут, тыс. т	0,052	0,052	0,052	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
НЭЗТ		1,354	1,355	1,332	1,39	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,59	1,61	1,61	1,61
ОНЗТ		1,406	1,407	1,384	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,65	1,67	1,67	1,67
Котельная №10																
ННЗТ	Бурый уголь, тыс. т	0,059	0,059	0,059	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
НЭЗТ		1,5	1,468	1,45	1,37	1,41	1,48	1,56	1,63	1,71	1,78	1,85	1,85	1,94	2,07	2,19
ОНЗТ		1,559	1,527	1,509	1,43	1,47	1,54	1,63	1,69	1,78	1,85	1,93	1,93	2,02	2,15	2,28
Котельная "Приморская"																
ННЗТ	Бурый уголь, т	2	2	2	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
НЭЗТ		38	33	32	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33	32,33
ОНЗТ		40	35	34	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35	34,35
Модульная котельная																
ННЗТ	Бурый уголь, тыс. т	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
НЭЗТ		1,664	1,702	1,735	1,72	1,72	1,72	1,71	1,69	1,69	1,69	1,69	1,87	1,87	1,87	1,87
ОНЗТ		1,694	1,732	1,765	1,75	1,75	1,75	1,73	1,72	1,72	1,72	1,72	1,90	1,90	1,90	1,90
Котельная №12																
ННЗТ	Бурый уголь, т	12	12	12	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67
НЭЗТ		114	121	124	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	120,55	120,55	120,55	120,55	120,55	120,55
ОНЗТ		126	133	136	136,00	136,00	136,00	136,00	136,00	136,00	132,21	132,21	132,21	132,21	132,21	132,21
Котельная с. Шебунино																
ННЗТ	Бурый уголь, т	9	9	9	8,80	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
НЭЗТ		422	358	348	340,12	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17
ОНЗТ		431	367	357	348,92	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74
Сценарий 2																
Центральная районная котельная																
ННЗТ	Мазут, тыс. т	0,052	0,052	0,052	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
НЭЗТ		1,354	1,355	1,332	1,39	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,59	1,61	1,61	1,61
ОНЗТ		1,406	1,407	1,384	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,65	1,67	1,67	1,67
Котельная №10																
ННЗТ	Бурый уголь, тыс. т	0,059	0,059	0,059	0,06	Перевод нагрузки на новую котельную										
НЭЗТ		1,5	1,468	1,45	1,37											
ОНЗТ		1,559	1,527	1,509	1,43											
Новая котельная на площадке котельной №10																
ННЗТ	Дизельное топливо, тыс. т	-	-	-	-	0,13	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,21
НЭЗТ		-	-	-	-	0,85	0,89	0,95	0,98	1,04	1,07	1,12	1,12	1,17	1,25	1,33
ОНЗТ		-	-	-	-	0,98	1,03	1,09	1,14	1,20	1,24	1,29	1,29	1,35	1,44	1,53
Котельная "Приморская"																
ННЗТ	Бурый уголь, т	2	2	2	2	Перевод нагрузки на новую котельную										
НЭЗТ		38	33	32	32											
ОНЗТ		40	35	34	34											
Новая котельная на площадке котельной "Приморская"																
ННЗТ	Дизельное топливо, т	-	-	-	-	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
НЭЗТ		-	-	-	-	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
ОНЗТ		-	-	-	-	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27
Модульная котельная																
ННЗТ		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Наименование	Вид топлива	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
НЭЗТ	Бурый уголь, тыс. т	1,664	1,702	1,735	1,74	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,78	1,78	1,78	1,78
ОНЗТ		1,694	1,732	1,765	1,77	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,81	1,81	1,81	1,81
Котельная №12																
ННЗТ	Бурый уголь, т	12	12	12	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67
НЭЗТ		114	121	124	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	124,00	120,55	120,55	120,55	120,55	120,55	120,55
ОНЗТ		126	133	136	136,00	136,00	136,00	136,00	136,00	136,00	132,21	132,21	132,21	132,21	132,21	132,21
Котельная с. Шебунино																
ННЗТ	Бурый уголь, т	9	9	9	8,80	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
НЭЗТ		422	358	348	340,12	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17
ОНЗТ		431	367	357	348,92	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74
Сценарий 3																
Центральная районная котельная																
ННЗТ	Мазут, тыс. т	0,052	0,052	0,052	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
НЭЗТ		1,354	1,355	1,332	1,40	1,42	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,60	1,62	1,62	1,62
ОНЗТ		1,406	1,407	1,384	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,66	1,66	1,68	1,68	1,68
Котельная №10																
ННЗТ	Бурый уголь, тыс. т	0,059	0,059	0,059	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
НЭЗТ		1,5	1,468	1,45	1,37	1,41	1,48	1,56	1,63	1,71	1,78	1,85	1,85	1,94	2,07	2,19
ОНЗТ		1,559	1,527	1,509	1,43	1,47	1,54	1,63	1,69	1,78	1,85	1,93	1,93	2,02	2,15	2,28
Котельная "Приморская"																
ННЗТ	Бурый уголь, т	2	2	2	2	Переключение нагрузки на Центральную районную котельную										
НЭЗТ		38	33	32	32											
ОНЗТ		40	35	34	34											
Модульная котельная (Новая котельная с. Горнозаводск)																
ННЗТ	Бурый уголь, тыс. т	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
НЭЗТ		1,66	1,70	1,74	1,74	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91
ОНЗТ		1,69	1,73	1,77	1,77	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
Котельная №12																
ННЗТ	Бурый уголь, т	12	12	12	12,00	Переключение нагрузки на модульную котельную (новую котельную с. Горнозаводск)										
НЭЗТ		114	121	124	124,00											
ОНЗТ		126	133	136	136,00											
Котельная с. Шебунино																
ННЗТ	Бурый уголь, т	9	9	9	8,80	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56	8,56
НЭЗТ		422	358	348	340,12	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17	331,17
ОНЗТ		431	367	357	348,92	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74	339,74

### **10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива**

На территории округа действует шесть источников теплоснабжения, отопливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь).

Возобновляемые источники энергии на существующих источниках тепловой энергии не используются.

### **10.4 Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

На территории округа действует шесть источников теплоснабжения, отопливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь). Характеристики используемого на котельных топлива представлены в части 8 Главы 1 настоящей Схемы.

Согласно 1 и 3 сценариев развития данные виды топлива сохраняются на территории МО «Невельский городской округ».

В случае же 2 сценария развития будет выполнен переход котельных №10 и «Приморская» на сжиженный природный газ. Подробнее данный вопрос рассмотрен в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения».

### **10.5 Преобладающий вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселениях**

На территории округа действует шесть источников теплоснабжения, отопливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь).

Преобладающим в округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, является уголь. Его доля в общем объеме потребления котельно-печного топлива составляет 49,32%.

### **10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения**

На территории округа действует шесть источников теплоснабжения, отопливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на котельных используется мазут, сжиженный природный газ и твердое топливо (бурый уголь).

Согласно 1 и 3 сценариев развития данные виды топлива сохраняются на территории МО «Невельский городской округ».

В случае же 2 сценария развития будет выполнен переход котельных №10 и «Приморская» на сжиженный природный газ. Подробнее данный вопрос рассмотрен в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения».

### **10.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

При актуализации схемы теплоснабжения, были уточнены существующие и перспективные топливные балансы источника теплоснабжения, с учетом планов по модернизации источников теплоснабжения, и планов по увеличению тепловой нагрузки источника теплоснабжения.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019



№ 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Методика расчета и оценки показателей надежности системы теплоснабжения выполняется в соответствии с приложением 40 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». Основные положения данной методики приведены в части 9 Главы 1 настоящего документа.

Таблица 40 – Надежность систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование пути от источника до абонента	Нормативные значения показателей надежности теплоснабжения	Расчетные значения показателей надежности теплоснабжения	Заключение
1	Центральная районная котельная (Южный контур) – МКД (Береговая улица, 19)	Вероятность безотказной работы системы теплоснабжения $P=0,9$ ; Коэффициент готовности $Kг=0,97$	$P=0.940552$ $Kг=0.998564$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
2	Центральная районная котельная (Северный контур) – МКД (ул. Победы, 63)		$P=0.856287$ $Kг=0.998092$	Вероятность безотказной работы системы не соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
3	Котельная №10 – МКД (Морская улица, 6)		$P=0.916083$ $Kг=0.998904$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
4	Котельная «Приморская» - МКД (Приморская улица, 64А)		$P=1,00000$ $Kг=1,00000$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
5	Модульная котельная – МКД (с. Горнозаводск, Советская улица, 11А)		$P=0.949253$ $Kг=0.999086$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
6	Котельная №12 – КОС-600 (с. Горнозаводск)		$P=0.995026$ $Kг=0.999954$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
7	Котельная с. Шебунино – МКД (Шебунино, Дачная улица, 11)		$P=0.999154$ $Kг=0.999861$	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям

Вероятность безотказной работы (по расчетному пути Центральная районная котельная (Северный контур) – МКД (ул. Победы, 63)) не соответствует нормативным требованиям. Коэффициент готовности систем теплоснабжения (по данному расчетному пути) соответствует нормативным требованиям. Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется заменить изношенные участки тепловых сетей, а также своевременно проводить текущие и плановые ремонты объектов системы теплоснабжения.

Результаты расчета показатели надежности теплоснабжения всех потребителей приведены в таблице 1 Приложения 2.

### 11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°C, в промышленных зданиях ниже плюс 8°C, в соответствии со СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». С учетом данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплоснабжения (зданий) определяется время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Период времени снижения температуры при внезапном прекращении теплоснабжения до критического значения (плюс 12°C) рассчитывается по формуле:

$$z = \beta \times \ln \frac{t_{\text{с}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{с.а}} - t_{\text{н}}},$$

где  $t_{\text{с.а}}$  - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (плюс 12°C);

$t_{\text{с}} = 20^{\circ}\text{C}$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события;

$\beta = 40\text{ч}$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания).

На рисунке 56 представлено графическое сравнение периода времени снижения температуры внутреннего воздуха до критического значения и периода времени, необходимого для восстановления участка тепловой сети.

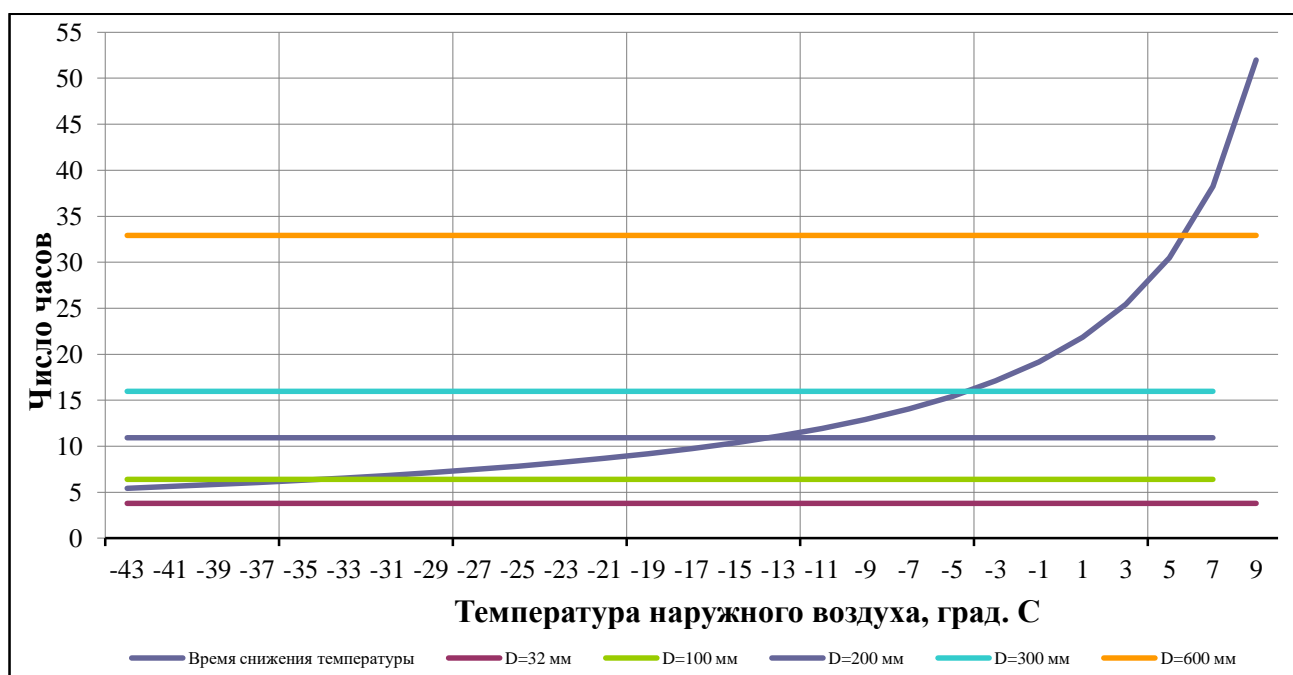


Рисунок 56 - Графическое сравнение периода времени снижения температуры внутреннего воздуха до критического значения и периода времени, необходимого для восстановления участка тепловой сети

По графику видно, что минимальное значение периода времени снижения температуры внутреннего воздуха соответствует расчетной температуре наружного воздуха. При увеличении температуры наружного воздуха период времени снижения температуры возрастает, так при температуре  $t_n = -39^\circ\text{C}$  период времени составляет  $z = 6,0492$  часов, а при температуре плюс  $t_n = 9^\circ\text{C}$  - 51,9713 часов.

Период восстановления участка тепловой сети зависит от диаметра трубопровода, большему диаметру соответствует больший период времени восстановления. Период времени восстановления участка тепловой сети диаметром 32 мм составляет 3,803 часов, а участка тепловой сети диаметром 300 мм - 15,967 часов.

По графику видно, что период времени восстановления диаметра тепловой сети диаметром 32 мм меньше периода времени снижения температуры внутреннего воздуха в любом температурном диапазоне.

Период времени восстановления диаметра тепловой сети диаметром 300 мм меньше периода времени снижения температуры внутреннего воздуха при температуре наружного воздуха более минус  $4^\circ\text{C}$ . При температуре наружного воздуха менее минус  $4^\circ\text{C}$ , повышается вероятность «замораживания» систем отопления зданий, в связи с тем, что период времени снижения температуры до критического значения меньше, чем период времени восстановления участков тепловой сети.

### 11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей, а также среднего суммарного недоотпуска теплоты каждому потребителю за отопительный период приведены таблице 3 Приложения 2.

### 11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Результаты расчетов коэффициента готовности показаны в таблице 3 Приложения 2.

### 11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» при авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления определяется по таблице 58. При средневзвешенном допустимом времени восстановления тепловой сети (как самого слабого элемента системы теплоснабжения), можно рассчитать допустимый недоотпуск тепловой энергии.

Таблица 41 - Допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_n$ , $^\circ\text{C}$				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
1	Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

Примечание - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

Согласно Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации» частичное ограничение режима потребления влечет за собой снижение объема или температуры теплоносителя, подаваемого потребителю, по сравнению с объемом или температурой, определенными в договоре теплоснабжения, или фактической потребностью (для граждан-потребителей) либо прекращение подачи тепловой энергии или теплоносителя потребителю в определенные периоды в течение суток, недели или месяца. Поставщик освобождается от обязанности поставить объем тепловой энергии, недопоставленный в период ограничения режима потребления, введенного в случае нарушения потребителем своих обязательств, после возобновления (восстановления до прежнего уровня) подачи тепловой энергии.

Поскольку параметры поставляемого теплоносителя потребителю определяются договором теплоснабжения, то имеет смысл говорить о качестве теплоносителя отпускаемого с источника тепловой энергии.

В аварийной ситуации при качественном регулировании, используемое в системах теплоснабжения, возможно снижение температуры теплоносителя при расчетных расходах сетевой воды в системах теплоснабжения в пределах, позволяющих при том же расходе теплоносителя достичь минимально необходимого количества отпускаемой тепловой энергии. Для этого необходимо рассмотреть возможный температурный график отпуска тепловой энергии при увеличенном расчетном удельном расходе сетевой воды на передачу тепловой энергии.

#### **11.6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования**

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

##### **11.6.1. Установка резервного оборудования**

Установка резервного (дополнительного) оборудования не предусмотрена.

##### **11.6.2. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть**

Совместная работа источников тепловой энергии в единую тепловую сеть на территории МО «Невельский городской округ» не предусматривается.

##### **11.6.3. Резервирование тепловых сетей смежных районов**

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционированными задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках

небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла не отключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек.

Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

#### **11.6.4. Устройство резервных насосных станций**

Установка резервных насосных станций не предусматривается.

#### **11.6.5. Установка баков-аккумуляторов**

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулярующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей

расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулярующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между "ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

В перспективе, установка дополнительных аккумуляторных баков не предусмотрена.

### **11.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019

№ 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

### 12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

В соответствии с главами 7 и 8 Обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий предусматриваются:

1. Строительство новых источников тепловой энергии;
2. Реконструкция существующих источников тепловой энергии;
3. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
4. Строительство новых повысительно-насосных станций;
5. Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и обеспечения надежности теплоснабжения.

Для определения затрат на реализацию мероприятий по строительству источников тепловой энергии использовались данные по реализации проектов- аналогов.

Для определения затрат на реализацию мероприятий по строительству новых, а также модернизацию тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, были использованы государственные укрупненные нормативы цены строительства наружных тепловых сетей НЦС-81-02-13-2024, с учетом территориальных переводных коэффициентов. Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

Подробно состав мероприятий по источникам теплоснабжения представлен в Главе 7 настоящей схемы, по тепловым сетям – в Главе 8, а величина затрат на реализацию данных мероприятий представлены в таблицах ниже.

Таблица 42 - Затраты на реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения по Сценарию перспективного развития №1 (млн. руб. с НДС)

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>Группа 1</b>	<b>131,869</b>	<b>23,198</b>	<b>35,662</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	-
<b>1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>	<b>103,816</b>	<b>8,257</b>	<b>22,550</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	<i>91,949</i>	<i>8,257</i>	<i>22,550</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>0,000</i>	<i>28,074</i>	<i>1,502</i>	<i>1,502</i>	-
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	91,949	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	Средства застройщика
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	<i>11,867</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>11,867</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	11,867	0	0	0	0	0	0	0	0	11,867	0	0	0	Средства застройщика



Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансиро- вания
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
1.2. Строительство иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей	13,112	0,000	13,112	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
СЦТ г. Невельск	13,112	0,000	13,112	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра с целью подключения перспективных потребителей	13,112	0,0	13,112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства застройщика
1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей	14,940	14,940	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
СЦТ г. Невельск	14,940	14,940	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Строительство насосной станции "70 лет Октября" с увеличением мощности насосов	14,940	14,9405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
Группа 2	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
2.1. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей	0,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Группа 3	1991,743	187,0629	209,1008	176,5918	156,4922	168,4622	150,5122	153,8922	148,1027	154,2305	148,1027	191,0902	148,1027	-
3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей	1913,623	170,0229	175,3308	176,5918	150,5122	150,5122	150,5122	150,5122	148,1027	154,2305	148,1027	191,0902	148,1027	-
СЦТ г. Невельск	1581,428	147,0189	152,3268	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	-
Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра для соблюдения гидравлических режимов тепловых сетей	24,970	21,9202	3,0494	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1556,458	125,0986	149,2773	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	Средства бюджетов различных уровней
СЦТ с. Горнозаводск	320,148	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	24,116	23,004	65,992	23,004	-

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	320,148	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	24,1158	23,0040	65,9915	23,0040	Средства бюджетов различных уровней
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	12,048	0,000	0,000	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Реконструкция тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	12,048	0,0000	0,0000	2,4095	2,4095	2,4095	2,4095	2,4095	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
<b>3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей</b>	78,120	17,04	33,77	0	5,98	17,95	0	3,38	0	0	0	0	0	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	52,920	9,12	31,83	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	-
Замена котлоагрегатов №№1,2 Центральной районной котельной	23,950	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегата №3 Центральной районной котельной	11,970	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов котельной №10	15,760	7,88	7,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов котельной "Приморская" с увеличением мощности котельной	1,240	1,24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	21,320	5,98	0	0	5,98	5,98	0	3,38	0	0	0	0	0	-
Замена котлоагрегатов №№1,2 на модульной котельной	5,980	5,98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов №№3-6 на модульной котельной	11,960	0	0	0	5,98	5,98	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов на котельной №12	3,380	0	0	0	0	0	0	3,38	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	3,880	1,94	1,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	3,880	1,94	1,94											Собственные средства
<b>Группа 4</b>	8,596	7,806	0,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
<b>4.1. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения</b>	8,596	7,806	0,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	1,560	1,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на котельных: Центральная районная котельная, котельная №10, котельная "Приморская"	1,560	1,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	6,990	6,2	0,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Реконструкция с расширением топливного склада модульной котельной	6,200	6,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
Установка ВПУ на котельных: модульная, котельная №12	0,790	0	0,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	0,046	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,046	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>ИТОГО</b>	<b>2132,2077</b>	<b>218,0665</b>	<b>245,5525</b>	<b>181,6025</b>	<b>161,5029</b>	<b>173,4729</b>	<b>155,5229</b>	<b>158,9029</b>	<b>153,1133</b>	<b>166,0979</b>	<b>176,1766</b>	<b>192,5923</b>	<b>149,6048</b>	<b>-</b>

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Таблица 43 - Затраты на реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения по Сценарию перспективного развития №2 (млн. руб. с НДС)

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>Группа 1</b>	<b>131,869</b>	<b>23,198</b>	<b>35,662</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	<b>-</b>
<b>1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>	<b>103,816</b>	<b>8,257</b>	<b>22,550</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	<b>-</b>
<i>СЦТ г. Невельск</i>	91,949	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	-
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	91,949	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	Средства застройщика
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	11,867	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,867	0,000	0,000	0,000	
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	11,867	0	0	0	0	0	0	0	0	11,867	0	0	0	Средства застройщика
<b>1.2. Строительство иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>	<b>13,112</b>	<b>0,000</b>	<b>13,112</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>-</b>
<i>СЦТ г. Невельск</i>	13,112	0,000	13,112	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра с целью подключения перспективных потребителей	13,112	0,0	13,112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства застройщика

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей</b>	14,940	14,940	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	14,940	14,940	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Строительство насосной станции "70 лет Октября" с увеличением мощности насосов	14,940	14,9405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
<b>Группа 2</b>	900,140	463,38	218,38	218,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
<b>2.1. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей</b>	900,140	463,380	218,380	218,380	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	245,000	245,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Строительство газовой котельной на площадке котельной "Приморская"	45,000	45,000												
Строительство газовой котельной на площадке котельной №10	400,000	200,000	200,000											
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	655,140	218,380	218,380	218,380	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Строительство новой котельной на площадке существующей модульной котельной	655,140	218,38	218,38	218,38										
<b>Группа 3</b>	1956,803	171,9629	201,2208	176,5918	150,5122	162,4822	150,5122	153,8922	148,1027	154,2305	148,1027	191,0902	148,1027	-
<b>3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей</b>	1913,623	170,0229	175,3308	176,5918	150,5122	150,5122	150,5122	150,5122	148,1027	154,2305	148,1027	191,0902	148,1027	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	1581,428	147,0189	152,3268	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	-
Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра для соблюдения гидравлических режимов тепловых сетей	24,970	21,9202	3,0494	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1556,458	125,0986	149,2773	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	Средства бюджетов различных уровней
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	320,148	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	24,116	23,004	65,992	23,004	-
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	320,148	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	23,0040	24,1158	23,0040	65,9915	23,0040	Средства бюджетов различных уровней
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	12,048	0,000	0,000	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	12,048	0,0000	0,0000	2,4095	2,4095	2,4095	2,4095	2,4095	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
<b>3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей</b>	<b>43,180</b>	<b>1,94</b>	<b>25,89</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11,97</b>	<b>0</b>	<b>3,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<i>СЦТ г. Невельск</i>	35,920	0	23,95	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	-
Замена котлоагрегатов №№1,2 Центральной районной котельной	23,950	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегата №3 Центральной районной котельной	11,970	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	3,380	0	0	0	0	0	0	3,38	0	0	0	0	0	-
Замена котлоагрегатов на котельной №12	3,380	0	0	0	0	0	0	3,38	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	3,880	1,94	1,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	3,880	1,94	1,94											Собственные средства
<b>Группа 4</b>	<b>1,690</b>	<b>1,23</b>	<b>0,46</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>4.1. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения</b>	<b>1,690</b>	<b>1,23</b>	<b>0,46</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<i>СЦТ г. Невельск</i>	0,770	0,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на Центральной районной котельной	0,770	0,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	0,460	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Установка ВПУ на котельных: модульная, котельная №12	0,460	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	0,460	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,460	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>ИТОГО</b>	<b>2990,5017</b>	<b>659,7705</b>	<b>455,7225</b>	<b>399,9825</b>	<b>155,5229</b>	<b>167,4929</b>	<b>155,5229</b>	<b>158,9029</b>	<b>153,1133</b>	<b>166,0979</b>	<b>176,1766</b>	<b>192,5923</b>	<b>149,6048</b>	<b>-</b>

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Таблица 44 - Затраты на реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения по Сценарию перспективного развития №3 (млн. руб. с НДС)

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>Группа 1</b>	<b>131,869</b>	<b>23,198</b>	<b>35,662</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	-
<b>1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>	<b>103,816</b>	<b>8,257</b>	<b>22,550</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>5,011</b>	<b>11,867</b>	<b>28,074</b>	<b>1,502</b>	<b>1,502</b>	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	<i>91,949</i>	<i>8,257</i>	<i>22,550</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>5,011</i>	<i>0,000</i>	<i>28,074</i>	<i>1,502</i>	<i>1,502</i>	-
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	<i>91,949</i>	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	Средства застройщика
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	<i>11,867</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>11,867</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	<i>11,867</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	11,867	0	0	0	Средства застройщика
<b>1.2. Строительство иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-
<b>1.3. Увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>	<b>13,112</b>	<b>0,000</b>	<b>13,112</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	<i>13,112</i>	<i>0,000</i>	<i>13,112</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	-
Реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра с целью подключения перспективных потребителей	<i>13,112</i>	0,0	13,112	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства застройщика
<b>1.4. Увеличение мощности и производительности существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей</b>	<b>14,940</b>	<b>14,940</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	<i>14,940</i>	<i>14,940</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	-
Строительство насосной станции "70 лет Октября" с увеличением мощности насосов	<i>14,940</i>	14,9405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
<b>Группа 2</b>	<b>793,561</b>	<b>265,11361</b>	<b>279,49589</b>	<b>248,95125</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-
<b>2.1. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей</b>	<b>793,561</b>	<b>265,114</b>	<b>279,496</b>	<b>248,951</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	<i>77,278</i>	<i>46,734</i>	<i>30,545</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	
Строительство тепловых сетей с целью переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	<i>61,089</i>	30,545	30,545	0										

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Строительство насосной станции в целях переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	16,189	16,189												
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	716,283	218,380	248,951	248,951	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Строительство новой котельной на площадке существующей модульной котельной	655,140	218,38	218,38	218,38										
Строительство тепловых сетей с целью переключения нагрузки котельной №12 на новую модульную котельную котельную	56,470		28,235	28,235										
Строительство насосной станции в целях переключения нагрузки котельной №12 на новую модульную котельную котельную	4,673		2,336	2,336										
<b>Группа 3</b>	1680,976	159,2057	180,4090	147,1599	133,7768	146,1368	125,4268	130,8368	123,4189	128,5254	123,4189	159,2418	123,4189	-
<b>3.1. Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей</b>	1594,686	141,6857	146,1090	147,1599	125,4268	125,4268	125,4268	125,4268	123,4189	128,5254	123,4189	159,2418	123,4189	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	1317,856	122,5157	126,9390	125,9819	104,2489	104,2489	104,2489	104,2489	104,2489	108,4289	104,2489	104,2489	104,2489	-
Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра для соблюдения гидравлических режимов тепловых сетей	20,808	18,2669	2,5412	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1297,048	104,2489	124,3978	125,9819	104,2489	104,2489	104,2489	104,2489	104,2489	108,4289	104,2489	104,2489	104,2489	Средства бюджетов различных уровней
<i>СЦТ с. Горнозаводск</i>	266,790	19,170	19,170	19,170	19,170	19,170	19,170	19,170	19,170	20,096	19,170	54,993	19,170	-
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	266,790	19,1700	19,1700	19,1700	19,1700	19,1700	19,1700	19,1700	19,1700	20,0965	19,1700	54,9929	19,1700	Средства бюджетов различных уровней
<i>СЦТ с. Шебунино</i>	10,040	0,000	0,000	2,008	2,008	2,008	2,008	2,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	10,040	0,0000	0,0000	2,0080	2,0080	2,0080	2,0080	2,0080	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
<b>3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей</b>	86,290	17,52	34,3	0	8,35	20,71	0	5,41	0	0	0	0	0	-
<i>СЦТ г. Невельск</i>	51,680	7,88	31,83	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	-

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Замена котлоагрегатов №№1,2	23,950	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Центральной районной котельной														
Замена котлоагрегата №3	11,970	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Центральной районной котельной	0,000													
Замена котлоагрегатов котельной №10	15,760	7,88	7,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0,000													
	0,000													
СЦТ с. Горнозаводск	29,780	7,28	0	0	8,35	8,74	0	5,41	0	0	0	0	0	-
Замена котлоагрегатов №№1,2 на модульной котельной	7,280	7,28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов №№3-6 на модульной котельной	17,090	0	0	0	8,35	8,74	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов на котельной №12	5,410	0	0	0	0	0	0	5,41	0	0	0	0	0	Собственные средства
СЦТ с. Шебунино	4,830	2,36	2,47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	4,830	2,36	2,47											Собственные средства
Группа 4	5,935	4,925	1,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
4.1. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения	5,935	4,925	1,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
СЦТ г. Невельск	1,101	1,101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на котельных: Центральная районная котельная, котельная №10	1,101	1,101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
СЦТ с. Горнозаводск	4,780	3,77	1,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Реконструкция с расширением топливного склада модульной котельной	3,770	3,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней



Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Установка ВПУ на котельных: модульная, котельная №12	1,010	0	1,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
СЦТ с. Шебунино	0,054	0,054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,054	0,054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>ИТОГО</b>	<b>2612,3403</b>	<b>452,4419</b>	<b>496,5765</b>	<b>401,1218</b>	<b>138,7875</b>	<b>151,1475</b>	<b>130,4375</b>	<b>135,8475</b>	<b>128,4295</b>	<b>140,3928</b>	<b>151,4928</b>	<b>160,7439</b>	<b>124,9210</b>	<b>-</b>

\*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

## **12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Объем финансовых потребностей на реализацию сценариев развития МО «Невельский городской округ» определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии», Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования, также по укрупненным нормативам цены строительства зданий и сооружений городской инфраструктуры НЦС-81-02-19-2024, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Оценка финансовых затрат для реализации проектов по реконструкции и строительству тепловых сетей выполнена по укрупненным нормативам цены строительства наружных тепловых сетей НЦС-81-02-13-2024, с учетом территориальных переводных коэффициентов и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Тарифные последствия от мероприятий рассчитаны с учетом изменения стоимости реализации мероприятий с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года.

Общая потребность в финансировании проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, а также по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (затраты, относимые на тепловую энергию) составляет:

- 2168,972 млн. руб. (Сценарий 1);
- 2990,5017 млн. руб. (Сценарий 2);
- 2612,3403 млн. руб. (Сценарий 3);

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства:

- Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

- Плата за подключение потребителей;
- Тариф, в том числе амортизационные отчисления, инвестиционная составляющая в тарифе;
- Бюджеты различных уровней.

За счет амортизационных отчислений могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по строительству новых участков тепловых сетей. Ввиду того, что мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей относятся к мероприятиям, направленным на повышение надежности, применение в качестве источника финансирования инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию является невозможным.

Учитывая значительный размер необходимого финансирования, реализация запланированных мероприятий была предусмотрена с использованием бюджетов различных уровней.

Все мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также все мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей разделены на группы проектов в зависимости от вида и назначения предлагаемых к реализации мероприятий.

### **12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций**

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2022-2035 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту.

Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является региональный бюджет.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
  - экономический эффект от реализации мероприятий.
- Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:
- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
  - обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
  - повышение качества и надежности теплоснабжения;
  - снижение аварийности систем теплоснабжения;

- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации).

#### **12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения**

Основные принципы расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизация систем теплоснабжения

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен в соответствии с требованиями действующего законодательства:

- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э;
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075; – ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении».

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии определены как изменение показателя «необходимая валовая выручка (НВВ), отнесенная к полезному отпуск», в течение расчетного периода схемы теплоснабжения.

Данный показатель отражает изменения постоянных и переменных затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии потребителям.

Расчеты ценовых последствий произведены с учетом следующих допущений:

- 1) За базу приняты тарифные решения на 2023 год;
- 2) Баланс тепловой энергии принят на уровне утвержденного на 2023 год;
- 3) Индексы-дефляторы приняты в соответствии с прогнозом Минэкономразвития.

#### Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей

Зона деятельности ЕТО № 001 и 002, образованные на базе источников тепловой энергии в г. Невельск В рассматриваемых зонах деятельности ЕТО № 001 и 002 эксплуатируется 3 источника тепловой энергии – Центральная районная котельная, Котельная №10 и Котельная «Приморская». Эксплуатацию системы производства и транспорта тепловой энергии осуществляет МУП «НКС».

Зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе источников тепловой энергии в с. Горнозаводск В рассматриваемой зоне деятельности ЕТО № 003 эксплуатируется 2 источника тепловой энергии – Модульная котельная и котельная №12. Эксплуатацию системы производства и транспорта тепловой энергии осуществляет МУП «НКС».

Зона деятельности ЕТО № 004, образованна на базе источников тепловой энергии в с. Шебунино В рассматриваемой зоне деятельности ЕТО № 004 эксплуатируется единственная котельная – котельная с. Шебунино. Эксплуатацию системы производства и транспорта тепловой энергии осуществляет МУП «НКС».

В качестве исходных данных для расчета ценовых последствий использованы показатели 2023 г., принятые с учетом утвержденных балансов тепловой энергии и прогнозных тарифных решений на 2024 г. Исходные данные рассмотрены в Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

### **Производственная программа**

Производственная программа на каждый год расчетного периода актуализации схемы теплоснабжения при расчете ценовых последствий для потребителей определена с учетом ежегодных изменений следующих показателей:

- отпуск тепловой энергии в сеть;
- покупка тепловой энергии;
- расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях;
- полезный отпуск тепловой энергии.

Изменения перечисленных выше величин обусловлены следующими факторами:

- прирост тепловой нагрузки в результате присоединения перспективных потребителей;
- изменение величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях в результате изменения характеристик участков тепловых сетей (протяженность, диаметр, способ прокладки, период ввода в эксплуатацию);
- изменение балансов тепловой энергии в результате изменения зон теплоснабжения и переклечения групп потребителей между источниками.

### **Производственные издержки на источниках тепловой энергии**

Для каждого года расчетного периода актуализации схемы теплоснабжения на источниках теплоснабжения произведен расчет изменения производственных издержек:

- затраты на топливо;
- затраты электрической энергии на отпуск тепловой энергии в сеть;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г.;
- прочие затраты.

При расчете ценовых последствий производственные издержки на каждый год расчетного периода определены с учетом изменения перечисленных выше издержек, а также с применением индексов-дефляторов для приведения величины затрат в соответствие с ценами соответствующих лет.

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены с учетом индексов-дефляторов для соответствующего года. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии представлены в Главе 10 Обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

### **Производственные издержки по тепловым сетям**

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;
- затраты на оплату труда персонала;
- затраты на ремонт;
- затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя;
- затраты на компенсацию потерь тепловой энергии в тепловой сети;
- прочие затраты.

Результаты расчета эффективности инвестиций представлены в таблицах ниже.

Таблица 45 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей г. Невельск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 и 002 (Сценарий 1)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	66055,86	68994,32	70879,14	71418,18	71957,71	72497,70	73038,17	75479,29
Собственные нужды	Гкал	1910,27	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00
Потери в тепловой сети	Гкал	18777,83	19193,28	19097,31	19001,83	18906,82	18812,28	18718,22	18163,65
Полезный отпуск	Гкал	45367,76	47381,04	49361,82	49996,36	50630,89	51265,42	51899,95	54895,64
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	Т у . т .	11219,26	11695,38	12012,34	12106,33	12200,40	12294,55	12388,78	12825,39
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	426965,150	488606,606	506397,420	519730,639	532954,423	545846,429	559045,917	640981,731
расходы на топливо	тыс.руб.	239579,490	289456,324	297003,645	301422,786	310143,978	318788,084	327656,016	381998,294
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	17679,410	19499,958	21014,267	21809,306	22303,673	22471,048	22638,570	23395,207
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	8098,200	8830,616	9360,453	9781,673	10055,560	10327,060	10605,891	12444,281
ФОТ	тыс.руб	103554,450	109457,054	114710,992	119643,565	122036,436	124477,165	126966,708	142985,135
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	923,300	975,928	1022,773	1066,752	1088,087	1109,849	1132,046	1274,867
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб	24763,300	26174,808	27431,199	28610,740	29182,955	29766,614	30361,947	34192,483
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	20371,200	21532,358	22565,912	23536,246	24006,971	24487,110	24976,852	28127,992
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб	540,000	570,780	598,177	623,899	636,377	649,105	662,087	745,617
прочие расходы	тыс.руб.	11455,800	12108,781	12690,002	13235,672	13500,386	13770,393	14045,801	15817,853
Прибыль	тыс.руб	-	9908,72	10418,55	10862,06	11086,12	11297,42	11512,89	12885,43
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	426965,15	498515,32	516815,97	530592,69	544040,54	557143,85	570558,81	653867,16
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	9411,2019	10521,409	10469,953	10612,627	10745,23	10867,83	10993,436	11911,0944

Таблица 46 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей с. Горнозаводск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 (Сценарий 1)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	20172,78	22073,19	22059,46	22045,80	22032,20	22018,68	22005,22	23301,21
Собственные нужды	Гкал	669,25	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00
Потери в тепловой сети	Гкал	2656,27	2746,24	2732,51	2718,85	2705,25	2691,73	2678,27	2598,92
Полезный отпуск	Гкал	16847,26	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	20085,30
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	Т у . т .	4300,17	4282,44	4279,79	4277,14	4274,52	4271,90	4269,30	4518,95
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	69010,680	73432,613	76249,032	78913,568	81114,005	83181,620	85312,481	103334,871
расходы на топливо	тыс.руб.	34443,500	36256,646	37284,962	38379,809	39813,763	41221,825	42679,800	55855,008
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	6410,530	7407,253	7765,374	7993,382	8108,280	8103,302	8098,349	8575,300
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	83,600	95,501	101,168	105,655	108,546	111,408	114,346	142,069
ФОТ	тыс.руб	17022,860	17993,163	18856,835	19667,679	20061,032	20462,253	20871,498	23504,697
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	514,400	543,721	569,819	594,322	606,208	618,332	630,699	710,269
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб	3470,000	3667,790	3843,844	4009,129	4089,312	4171,098	4254,520	4791,281
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	4283,890	4528,072	4745,419	4949,472	5048,462	5149,431	5252,419	5915,077
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие расходы	тыс.руб.	2781,900	2940,468	3081,611	3214,120	3278,402	3343,970	3410,850	3841,171
Прибыль	тыс.руб		1831,61	1919,71	1996,97	2034,70	2067,07	2100,10	2338,48

Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	69010,6875264,2378168,7480910,5483148,7185248,6987412,58105673,35
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	4096,25 4022,68 4177,92 4324,47 4444,09 4556,33 4671,98 5261,23

Таблица 47 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей с. Шебунино при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 004 (все Сценарии)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	3901,77	5179,33	5176,99	5174,67	5172,36	5170,06	5167,77	5154,27
Собственные нужды	Гкал	200,26	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00	228,00
Потери в тепловой сети	Гкал	472,57	467,18	464,84	462,52	460,21	457,91	455,62	442,12
Полезный отпуск	Гкал	3228,94	4484,15	4484,15	4484,15	4484,15	4484,15	4484,15	4484,15
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у . т .	871,74	970,36	969,92	969,49	969,05	968,62	968,19	965,66
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	24089,280	26857,679	27979,727	29037,140	29774,695	30485,443	31215,875	36046,043
расходы на топливо	тыс.руб.	7506,220	8831,647	9083,666	9351,975	9703,012	10047,849	10404,961	12831,076
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	1211,640	1698,435	1780,855	1833,457	1860,127	1859,300	1858,476	1853,622
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	243,300	337,174	357,243	373,152	383,428	393,606	404,054	472,853
ФОТ	тыс.руб	10134,900	10712,589	11226,794	11709,546	11943,737	12182,611	12426,264	13993,991
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	91,100	96,293	100,915	105,254	107,359	109,506	111,696	125,788
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб	1100,400	1163,123	1218,953	1271,368	1296,795	1322,731	1349,186	1519,402
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	2791,020	2950,108	3091,713	3224,657	3289,150	3354,933	3422,032	3853,764
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие расходы	тыс.руб.	1010,700	1068,310	1119,589	1167,731	1191,086	1214,907	1239,206	1395,547
Прибыль	тыс.руб		896,49	939,76	979,00	998,22	1016,40	1034,96	1154,46
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	24089,28	27754,17	28919,48	30016,14	30772,91	31501,85	32250,84	37200,50
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	7460,42746189,39286449,26796693,82946862,59627025,15487192,18498295,99865							

Таблица 48 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей г. Невельск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001, Центральная районная котельная (Сценарий 2)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	66055,86	68994,32	70879,14	71418,18	71957,71	72497,70	73038,17	75479,29
Собственные нужды	Гкал	1910,27	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00	2420,00
Потери в тепловой сети	Гкал	18777,83	19193,28	19097,31	19001,83	18906,82	18812,28	18718,22	18163,65
Полезный отпуск	Гкал	45367,76	47381,04	49361,82	49996,36	50630,89	51265,42	51899,95	54895,64
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у . т .	11219,26	11695,38	11641,49	11729,03	11816,66	11904,35	11992,13	12384,42
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	426965,150	488606,606	490425,239	512778,422	531347,644	544101,929	557158,821	637853,269
расходы на топливо	тыс.руб.	239579,490	289456,324	281031,465	294470,569	308537,199	317043,584	325768,919	378869,833
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	17679,410	19499,958	21014,267	21809,306	22303,673	22471,048	22638,570	23395,207
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	8098,200	8830,616	9360,453	9781,673	10055,560	10327,060	10605,891	12444,281
ФОТ	тыс.руб	103554,450	109457,054	114710,992	119643,565	122036,436	124477,165	126966,708	142985,135



Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	923,300	975,928	1022,773	1066,752	1088,087	1109,849	1132,046	1274,867
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб.	24763,300	26174,808	27431,199	28610,740	29182,955	29766,614	30361,947	34192,483
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	20371,200	21532,358	22565,912	23536,246	24006,971	24487,110	24976,852	28127,992
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	540,000	570,780	598,177	623,899	636,377	649,105	662,087	745,617
прочие расходы	тыс.руб.	11455,800	12108,781	12690,002	13235,672	13500,386	13770,393	14045,801	15817,853
Прибыль	тыс.руб.	9908,72 10418,55 10862,06 11086,12 11297,42 11512,89 12885,43							
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	426965,15498515,32500843,79523640,48542433,76555399,35568671,71 650738,70							
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	9411,201910521,40910146,37910473,57310713,49510833,80110957,07611854,1051							

Таблица 49 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей с. Горнозаводск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 (Сценарий 2)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	66055,86	68994,32	72086,19	72121,65	72364,45	72607,76	72851,58	73282,04
Собственные нужды	Гкал	1910,27	2420,00	2420,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00
Потери в тепловой сети	Гкал	18777,83	19193,28	20593,70	20480,63	20378,23	20276,33	20174,95	19577,22
Полезный отпуск	Гкал	45367,76	47381,04	49072,49	49241,03	49586,23	49931,43	50276,63	51304,83
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у. т.	11219,26	11695,38	12207,29	12206,65	12246,52	12286,48	12326,52	12395,76
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб.	426965,150	488606,606	444776,066	455099,053	465269,660	475078,441	485101,841	545690,006
расходы на топливо	тыс.руб.	239579,490	289456,324	235024,424	236657,217	242416,245	248071,330	253857,427	287490,463
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб.	17679,410	19499,958	21372,134	22024,128	22429,747	22505,162	22580,735	22714,159
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	8098,200	8830,616	9360,453	9700,833	9972,456	10241,712	10518,239	12341,436
ФОТ	тыс.руб.	103554,450	109457,054	114710,992	119643,565	122036,436	124477,165	126966,708	142985,135
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	923,300	975,928	1022,773	1066,752	1088,087	1109,849	1132,046	1274,867
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб.	24763,300	26174,808	27431,199	28610,740	29182,955	29766,614	30361,947	34192,483
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	20371,200	21532,358	22565,912	23536,246	24006,971	24487,110	24976,852	28127,992
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	540,000	570,780	598,177	623,899	636,377	649,105	662,087	745,617
прочие расходы	тыс.руб.	11455,800	12108,781	12690,002	13235,672	13500,386	13770,393	14045,801	15817,853
Прибыль	тыс.руб.	9908,72 10436,44 10868,75 11088,27 11294,86 11505,62 12846,23							
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	426965,15498515,32455212,51465967,81476357,93486373,30496607,46558536,24							
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	9411,201910521,4099276,32729462,99949606,65799740,82499877,500910886,622							

Таблица 50 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей г. Невельск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001, Центральная районная котельная (Сценарий 3)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	20172,78	22073,19	22325,19	22298,73	22284,19	22269,72	22255,33	23545,79
Собственные нужды	Гкал	669,25	617,00	617,00	556,69	556,69	556,69	556,69	556,69
Потери в тепловой сети	Гкал	2656,27	2746,24	2998,24	2908,45	2893,91	2879,44	2865,05	2780,16
Полезный отпуск	Гкал	16847,26	18709,95	18709,95	18833,59	18833,59	18833,59	18833,59	20208,93
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у. т.	4300,17	4282,44	4169,19	4125,27	4122,58	4119,90	4117,24	4355,97

Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	69010,680	73432,613	75380,303	77643,652	79792,778	81808,530	83885,656	101411,884
расходы на топливо	тыс.руб.	34443,500	36256,646	36321,470	37016,970	38398,557	39755,075	41159,631	53840,521
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	6410,530	7407,253	7858,918	8085,092	8201,017	8195,692	8190,393	8665,308
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	83,600	95,501	102,386	106,867	109,788	112,679	115,646	143,560
ФОТ	тыс.руб.	17022,860	17993,163	18856,835	19667,679	20061,032	20462,253	20871,498	23504,697
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	514,400	543,721	569,819	594,322	606,208	618,332	630,699	710,269
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб	3470,000	3667,790	3843,844	4009,129	4089,312	4171,098	4254,520	4791,281
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	4283,890	4528,072	4745,419	4949,472	5048,462	5149,431	5252,419	5915,077
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие расходы	тыс.руб.	2781,900	2940,468	3081,611	3214,120	3278,402	3343,970	3410,850	3841,171
Прибыль	тыс.руб		1831,61	1924,45	2001,62	2039,40	2071,76	2104,77	2343,05
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	69010,68	75264,23	77304,75	79645,27	81832,18	83880,29	85990,42	103754,94
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	4096,25494022	422,68454131	454131,74564228	494345,0124	4453,76	4565,80115134	11231	

Таблица 51 - Результаты расчета ценовых последствий для потребителей с. Горнозаводск при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 (Сценарий 2)

Показатели	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2035
Производство тепловой энергии	Гкал	20172,78	22073,19	22059,46	22045,80	22032,20	22018,68	22005,22	23301,21
Собственные нужды	Гкал	669,25	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00	617,00
Потери в тепловой сети	Гкал	2656,27	2746,24	2732,51	2718,85	2705,25	2691,73	2678,27	2598,92
Полезный отпуск	Гкал	16847,26	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	18709,95	20085,30
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у . т .	4300,17	4282,44	4120,03	4117,49	4114,96	4112,45	4109,95	4349,64
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб	69010,680	73432,613	74857,258	77480,956	79627,899	81642,988	83719,463	101242,120
расходы на топливо	тыс.руб.	34443,500	36256,646	35893,188	36947,197	38327,657	39683,193	41086,781	53762,256
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб	6410,530	7407,253	7765,374	7993,382	8108,280	8103,302	8098,349	8575,300
Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	83,600	95,501	101,168	105,655	108,546	111,408	114,346	142,069
ФОТ	тыс.руб	17022,860	17993,163	18856,835	19667,679	20061,032	20462,253	20871,498	23504,697
Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	514,400	543,721	569,819	594,322	606,208	618,332	630,699	710,269
Общепроизводственные расходы:	тыс.руб	3470,000	3667,790	3843,844	4009,129	4089,312	4171,098	4254,520	4791,281
Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	4283,890	4528,072	4745,419	4949,472	5048,462	5149,431	5252,419	5915,077
Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
прочие расходы	тыс.руб.	2781,900	2940,468	3081,611	3214,120	3278,402	3343,970	3410,850	3841,171
Прибыль	тыс.руб		1831,61	1919,71	1996,97	2034,70	2067,07	2100,10	2338,48
Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	69010,68	75264,23	76776,97	79477,93	81662,60	83710,06	85819,56	103580,60
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	4096,25494022	422,68454103	454103,53694247	494364,66164474	4453,76	4565,80115134	11231	

Снижение темпа роста тарифа на услуги централизованного теплоснабжения для потребителей возможно в случае выделения большего объема бюджетного финансирования для реализации мероприятий, или для выплаты процентов по займам.

При реализации низкоэффективных мероприятий, таких как реконструкция тепловых сетей, установка приборов учета тепловой энергии, замена оборудования без увеличения эффективности его работы за счет собственных средств, а также за счет заемных средств организаций, будет происходить рост тарифа на услуги теплоснабжения потребителей.

Поэтому для снижения темпов роста тарифа предполагается, что для реализации низкоэффективных мероприятий, связанных с реконструкцией существующих систем, будут использоваться бюджетные средства.

При подключении новых потребителей, реализации мероприятий, связанных с повышением эффективности работы тепловых сетей, источников тепловой энергии и замене малоэффективного оборудования, возможно использование собственных средств теплоснабжающих организаций, а также использование заемных средств. Для выплат по займам используются собственные средства организации, образующиеся в результате реализации мероприятий (амортизация и дополнительная прибыль). При этом затраты на возврат займов, и на использование собственных средств включаются в тариф на услуги теплоснабжения.

### **12.5 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение...) и ориентированы на определенный период времени.

Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

Индикаторами развития системы теплоснабжения являются:

- 1) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;
- 2) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;
- 3) удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);
- 4) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
- 5) коэффициент использования установленной тепловой мощности;
- 6) удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;
- 7) доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения);
- 8) удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;
- 9) коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);
- 10) доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;
- 11) средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);
- 12) отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения);
- 13) отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения);
- 14) отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

Индикаторы развития системы теплоснабжения приведены в таблицах 52-54.

Таблица 52 - Индикаторы развития систем централизованного теплоснабжения (Сценарий 1)

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии									
3.1	Центральная районная котельная	кг у.т./Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
3.2	Котельная №10	кг у.т./Гкал	204,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1
3.3	Котельная «Приморская»	кг у.т./Гкал	179,0	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
3.4	Модульная котельная	кг у.т./Гкал	214,2	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7	192,7
3.5	Котельная №12	кг у.т./Гкал	201,7	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
3.6	Котельная с. Шебунино	кг у.т./Гкал	223,4	187,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
4	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети									
4.1	Центральная районная котельная	Гкал/м.кв	1,918	1,928	1,834	1,809	1,784	1,760	1,736	1,642
4.2	Котельная №10	Гкал/м.кв	1,763	1,763	1,705	1,651	1,600	1,551	1,504	1,248
4.3	Котельная «Приморская»	Гкал/м.кв	3,506	0,845	0,841	0,837	0,833	0,828	0,824	0,800
4.4	Модульная котельная	Гкал/м.кв	1,060	1,131	1,125	1,119	1,114	1,108	1,103	0,992
4.5	Котельная №12	Гкал/м.кв	0,953	0,474	0,472	0,470	0,467	0,465	0,463	0,449
4.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/м.кв	1,122	1,109	1,104	1,098	1,093	1,087	1,082	1,050
5	Отношение величины потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети									
5.1	Центральная районная котельная	куб.м/м.кв	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,092
5.2	Котельная №10	куб.м/м.кв	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,635
5.3	Котельная «Приморская»	куб.м/м.кв	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651
5.4	Модульная котельная	куб.м/м.кв	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,324
5.5	Котельная №12	куб.м/м.кв	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
5.6	Котельная с. Шебунино	куб.м/м.кв	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604
6	Коэффициент использования установленной тепловой мощности									
6.1	Центральная районная котельная	%	49,39	50,63	52,95	53,43	53,90	54,37	54,85	56,26

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
6.2	Котельная №10	%	37,74	37,74	38,81	39,89	40,97	42,04	43,12	50,44
6.3	Котельная «Приморская»	%	53,95	54,39	47,69	47,69	47,69	47,69	47,69	47,69
6.4	Модульная котельная	%	77,01	77,01	77,01	77,01	77,01	77,01	77,01	83,03
6.5	Котельная №12	%	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87
6.6	Котельная с. Шебунино	%	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52
7	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке									
7.1	Центральная районная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288
7.2	Котельная №10	Гкал/час.м.кв	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257
7.3	Котельная «Приморская»	Гкал/час.м.кв	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028
7.4	Модульная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336
7.5	Котельная №12	Гкал/час.м.кв	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349
7.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/час.м.кв	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350
8	Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	%	-	-	-	-	-	-	-	-
9	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	кг у.т./кВт.ч	-	-	-	-	-	-	-	-
10	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)		-	-	-	-	-	-	-	-
11	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	83	85	90	95	100	100	100	100
12	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)									
12.1	Центральная районная котельная		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.2	Котельная №10		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5
12.3	Котельная «Приморская»		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.4	Модульная котельная		16,0	15,8	15,7	15,5	15,4	15,2	15,1	14,2
12.5	Котельная №12		10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	8,9
12.6	Котельная с. Шебунино		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
13	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	%	10	10	10	10	10	10	10	10
14	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.	%	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.	%	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 53 - Индикаторы развития систем централизованного теплоснабжения (Сценарий 2)

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
3	Удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии									
3.1	Центральная районная котельная	кг у.т./Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
3.2	Котельная №10	кг у.т./Гкал	204,1	183,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1
3.3	Котельная «Приморская»	кг у.т./Гкал	179,0	180,7	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1	159,1
3.4	Модульная котельная	кг у.т./Гкал	214,2	192,7	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0
3.5	Котельная №12	кг у.т./Гкал	201,7	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
3.6	Котельная с. Шебунино	кг у.т./Гкал	223,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4
4	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети									
4.1	Центральная районная котельная	Гкал/м.кв	1,918	1,928	1,834	1,809	1,784	1,760	1,736	1,642
4.2	Котельная №10	Гкал/м.кв	1,763	1,763	1,705	1,651	1,600	1,551	1,504	1,248
4.3	Котельная «Приморская»	Гкал/м.кв	3,506	0,845	0,841	0,837	0,833	0,828	0,824	0,800
4.4	Модульная котельная	Гкал/м.кв	1,060	1,131	1,125	1,119	1,114	1,108	1,103	0,992
4.5	Котельная №12	Гкал/м.кв	0,953	0,474	0,472	0,470	0,467	0,465	0,463	0,449
4.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/м.кв	1,122	1,109	1,104	1,098	1,093	1,087	1,082	1,050
5	Отношение величины потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети									
5.1	Центральная районная котельная	куб.м/м.кв	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,092
5.2	Котельная №10	куб.м/м.кв	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,635
5.3	Котельная «Приморская»	куб.м/м.кв	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651	7,651
5.4	Модульная котельная	куб.м/м.кв	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,324
5.5	Котельная №12	куб.м/м.кв	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
5.6	Котельная с. Шебунино	куб.м/м.кв	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604
6	Коэффициент использования установленной тепловой мощности									
6.1	Центральная районная котельная	%	49,39	50,63	52,95	53,43	53,90	54,37	54,85	56,26
6.2	Котельная №10	%	37,74	37,74	38,81	39,89	40,97	42,04	43,12	50,44
6.3	Котельная «Приморская»	%	53,95	54,39	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33
6.4	Модульная котельная	%	77,01	77,01	66,23	66,23	66,23	66,23	66,23	71,41
6.5	Котельная №12	%	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87
6.6	Котельная с. Шебунино	%	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52
7	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке									



№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
7.1	Центральная районная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288
7.2	Котельная №10	Гкал/час.м.кв	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257
7.3	Котельная «Приморская»	Гкал/час.м.кв	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028	0,01028
7.4	Модульная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336
7.5	Котельная №12	Гкал/час.м.кв	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349	0,00349
7.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/час.м.кв	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350
8	Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	%	-	-	-	-	-	-	-	-
9	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	кг у.т./кВт.ч	-	-	-	-	-	-	-	-
10	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)		-	-	-	-	-	-	-	-
11	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	83	85	90	95	100	100	100	100
12	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)									
12.1	Центральная районная котельная		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.2	Котельная №10		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5
12.3	Котельная «Приморская»		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.4	Модульная котельная		16,0	15,8	15,7	15,5	15,4	15,2	15,1	14,2
12.5	Котельная №12		10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	8,9
12.6	Котельная с. Шебунино		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
13	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	%	10	10	10	10	10	10	10	10
14	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.	%	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.	%	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 54 - Индикаторы развития систем централизованного теплоснабжения (Сценарий 3)

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
3	Удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии									
3.1	Центральная районная котельная	кг у.т./Гкал	160,6	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
3.2	Котельная №10	кг у.т./Гкал	204,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1	183,1
3.3	Котельная «Приморская»	кг у.т./Гкал	179,0	180,7	180,7	-	-	-	-	-
3.4	Модульная котельная	кг у.т./Гкал	214,2	192,7	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0
3.5	Котельная №12	кг у.т./Гкал	201,7	216,4	216,4	-	-	-	-	-
3.6	Котельная с. Шебунино	кг у.т./Гкал	223,4	187,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
4	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети									
4.1	Центральная районная котельная	Гкал/м.кв	1,918	1,928	2,018	1,979	1,952	1,926	1,899	1,797
4.2	Котельная №10	Гкал/м.кв	1,763	1,763	1,705	1,651	1,600	1,551	1,504	1,248
4.3	Котельная «Приморская»	Гкал/м.кв	3,506	0,845	0,841	-	-	-	-	-
4.4	Модульная котельная	Гкал/м.кв	1,060	1,131	1,237	1,151	1,145	1,139	1,134	1,025
4.5	Котельная №12	Гкал/м.кв	0,953	0,474	0,472	-	-	-	-	-
4.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/м.кв	1,122	1,109	1,104	1,098	1,093	1,087	1,082	1,050
5	Отношение величины потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети									
5.1	Центральная районная котельная	куб.м/м.кв	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,146	2,092
5.2	Котельная №10	куб.м/м.кв	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,912	1,635
5.3	Котельная «Приморская»	куб.м/м.кв	7,651	7,651	7,651	-	-	-	-	-
5.4	Модульная котельная	куб.м/м.кв	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,505	2,335
5.5	Котельная №12	куб.м/м.кв	2,600	2,600	2,600	-	-	-	-	-
5.6	Котельная с. Шебунино	куб.м/м.кв	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604	2,604
6	Коэффициент использования установленной тепловой мощности									
6.1	Центральная районная котельная	%	49,39	50,63	52,95	53,71	54,18	54,65	55,13	56,54
6.2	Котельная №10	%	37,74	37,74	38,81	39,89	40,97	42,04	43,12	50,44
6.3	Котельная «Приморская»	%	53,95	54,39	41,33	-	-	-	-	-
6.4	Модульная котельная	%	77,01	77,01	66,23	70,87	70,87	70,87	70,87	76,04
6.5	Котельная №12	%	25,87	25,87	25,87	-	-	-	-	-
6.6	Котельная с. Шебунино	%	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52	68,52
7	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке									

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
7.1	Центральная районная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288	0,00288
7.2	Котельная №10	Гкал/час.м.кв	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257	0,00257
7.3	Котельная «Приморская»	Гкал/час.м.кв	0,01028	0,01028	0,01028	-	-	-	-	-
7.4	Модульная котельная	Гкал/час.м.кв	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336	0,00336
7.5	Котельная №12	Гкал/час.м.кв	0,00349	0,00349	0,00349	-	-	-	-	-
7.6	Котельная с. Шебунино	Гкал/час.м.кв	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350	0,00350
8	Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	%	-	-	-	-	-	-	-	-
9	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	кг у.т./кВт.ч	-	-	-	-	-	-	-	-
10	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)		-	-	-	-	-	-	-	-
11	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	83	85	90	95	100	100	100	100
12	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)									
12.1	Центральная районная котельная		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.2	Котельная №10		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5
12.3	Котельная «Приморская»		12,0	11,9	11,8	11,6	11,5	11,4	11,3	10,6
12.4	Модульная котельная		16,0	15,8	15,7	15,5	15,4	15,2	15,1	14,2
12.5	Котельная №12		10,0	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,4	8,9
12.6	Котельная с. Шебунино		13,0	12,9	12,7	12,6	12,5	12,4	12,2	11,5

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
13	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	%	10	10	10	10	10	10	10	10
14	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.	%	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.	%	0	0	0	0	0	0	0	0

### 13.1 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## **ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ**

### **14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения**

Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения представлены в п.12.4 Главы 12.

### **14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации**

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации представлены в п.12.4 Главы 12.

В соответствии с действующим в сфере государственного ценового регулирования законодательством тариф на тепловую энергию, отпускаемую организацией, должен обеспечивать покрытие как экономически обоснованных расходов организации, так и обеспечивать достаточные средства для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения.

Тариф ежегодно пересматривается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом изменения экономически обоснованных расходов организации и возможных изменений условий реализации инвестиционной программы.

Законодательством определен механизм ограничения предельной величины тарифов путем установления ежегодных предельных индексов роста, а также механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста.

При этом возмещение затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, может потребовать установления для организации тарифов на уровне выше установленного федеральным органом предельного максимального уровня.

Решение об установлении для организации тарифов на уровне выше предельного максимального принимается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов (цен) самостоятельно и не требует согласования с федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

### **14.3 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей**

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены в п.12.4 Главы 12.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии;

можно сделать выводы:

- В качестве основного Сценария развития систем теплоснабжения МО «Невельский городской округ» необходимо считать Сценарий №3 (относительный рост тарифа на территории г. Невельска является минимальным в разрезе Сценариев; на территории с. Горнозаводск – является наилучшим с точки зрения улучшения качества и надежности теплоснабжения потребителей, однако необходимо бюджетное субсидирование для осуществления амортизации основных фондов от вновь вводимых объектов системы);
- Сценарий №2 возможен к рассмотрению в ходе дальнейших актуализаций схемы теплоснабжения при наличии уточненных данных о перспективном развитии СЦТ;

- Сценарий №1 возможен к рассмотрению в случае невозможности реализации мероприятий, предусмотренных Сценарием №2 или №3.

Относительный рост тарифов на конец расчетного периода в зависимости от рассматриваемого сценария представлен в таблице ниже.

Таблица 55 - Сведения по относительному росту тарифов на конец расчетного периода в зависимости от рассматриваемого сценария, %

Зона ЕТО	001		002	003		004
Источник тепло-снабжения	Центральная районная котельная	Котельная «Приморская»	Котельная №10	Модульная котельная	Котельная №12	Котельная с. Шебунино
Тариф для прочих потребителей по Сценарию 1	27%			28%		11%
Тариф для прочих потребителей по Сценарию 2	26%			26%		
Тариф для прочих потребителей по Сценарию 3	16%			25%		
Тариф для прочих потребителей, определенный методом индексации	53%			53%		53%
Тариф для населения, определенный методом индексации	62%					

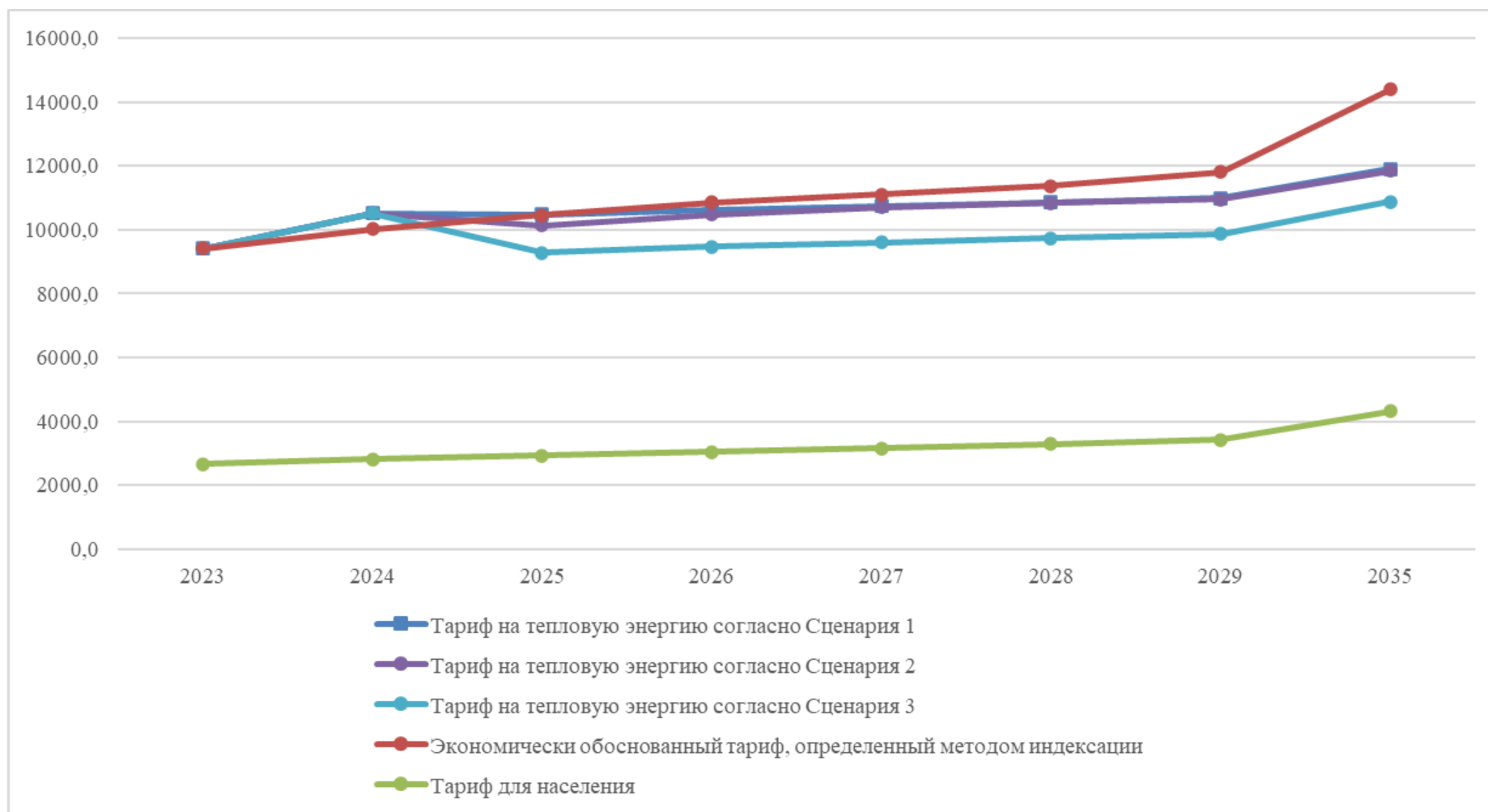


Рисунок 57 - Результаты расчета тарифных последствий для потребителей г. Невельск ЕТО №001 и 002



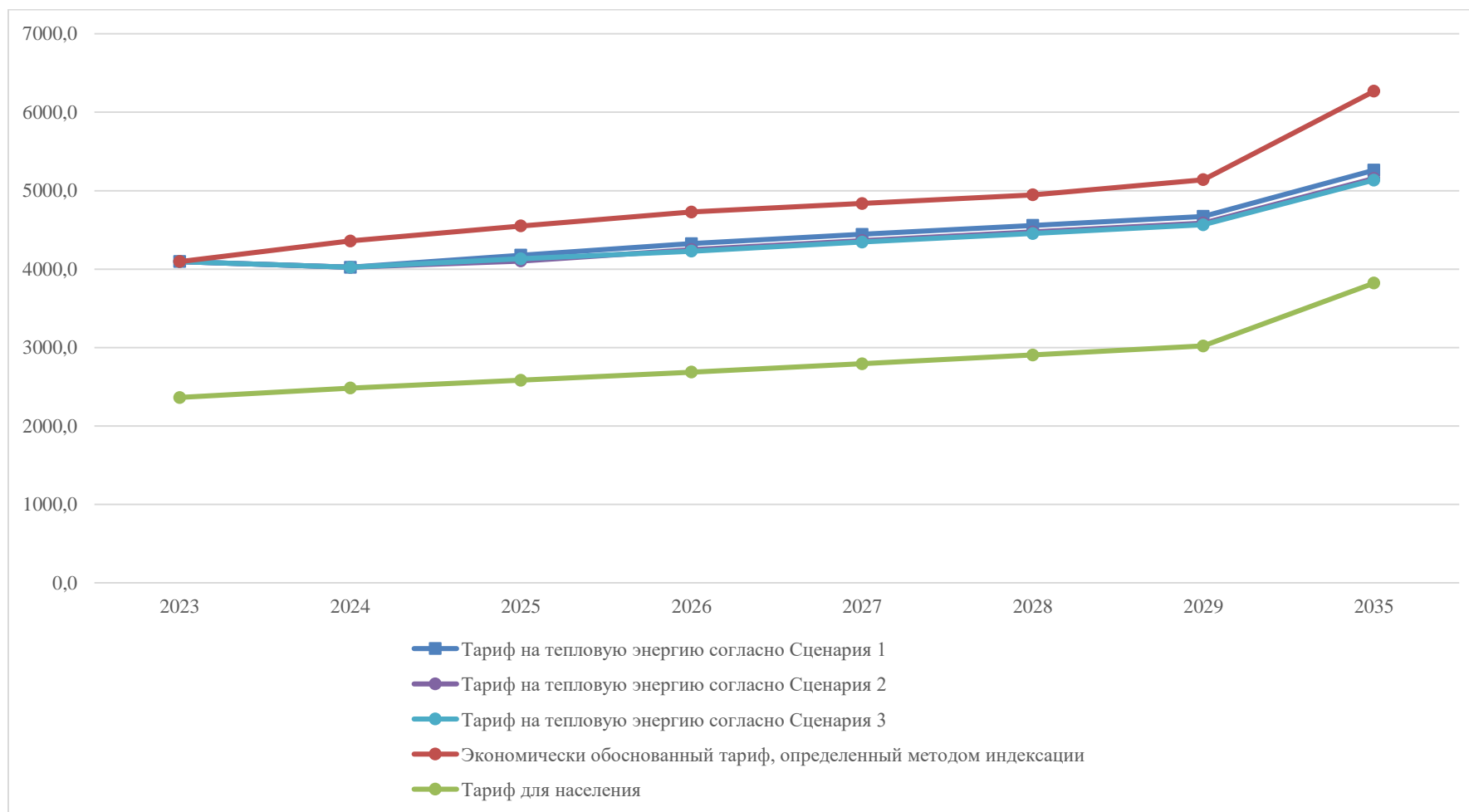


Рисунок 58 - Результаты расчета тарифных последствий для потребителей с. Горнозаводск ЕТО №3

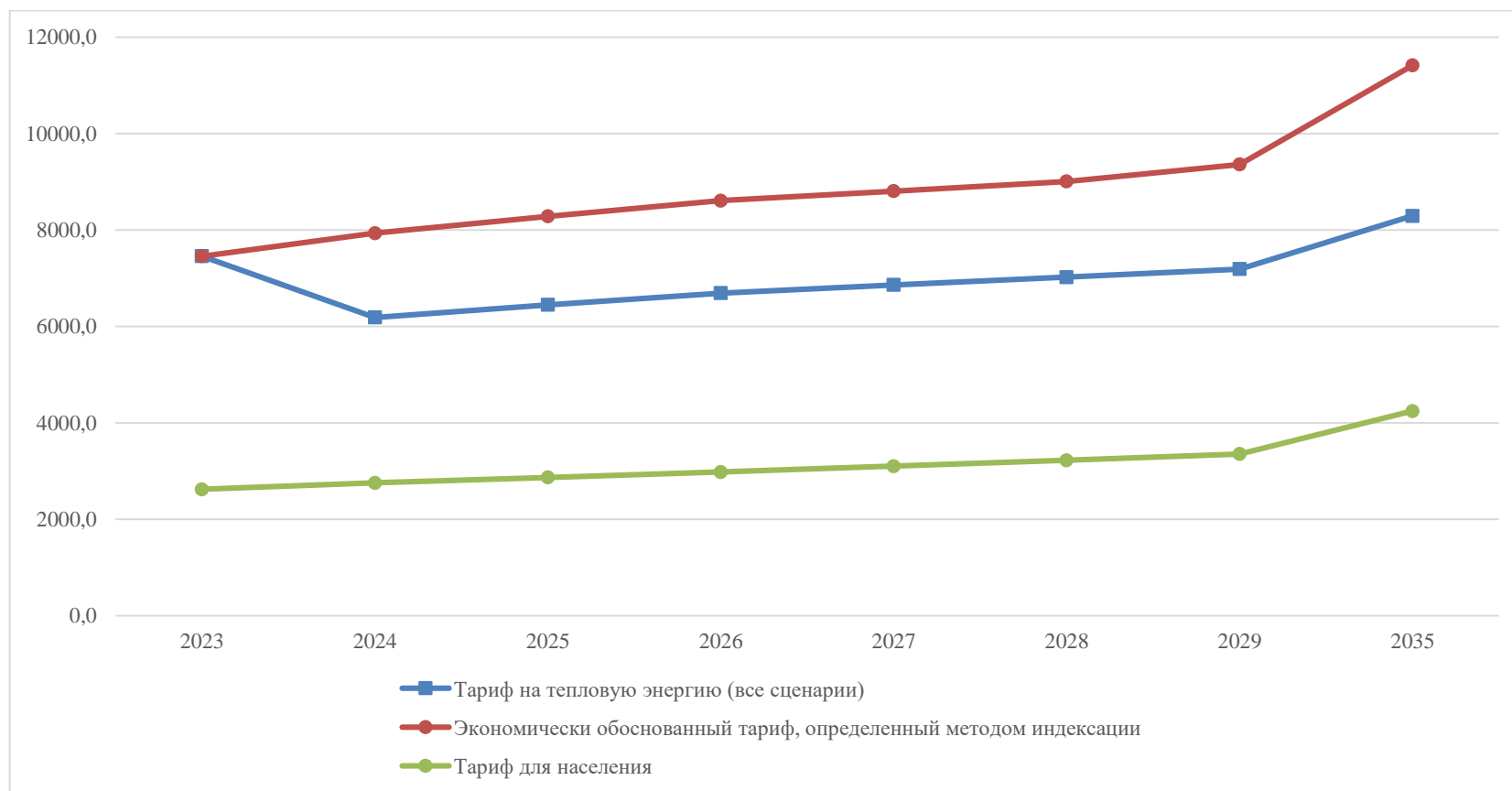


Рисунок 59 - Результаты расчета тарифных последствий для потребителей с. Шебунино ЕТО №4

#### 14.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения на 2025 год была выполнена корректировка расчетных модели изменения тарифа на услуги теплоснабжения с учетом утвержденных тарифов на услуги теплоснабжения, а также скорректированных перспективных объемов теплопотребления.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В соответствии с пунктом 83 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, в Главе 15 Обосновывающих материалов «Реестр единых теплоснабжающих организаций» выполнено следующее:

- 1) определены границы зон деятельности ЕТО;
- 2) выполнен анализ соответствия теплосетевых и теплоснабжающих организаций критериям определения ЕТО в каждой из выделенных зон деятельности ЕТО;
- 3) сформировано предложение по определению ЕТО в каждой из выделенных зон деятельности ЕТО;
- 4) сформировано предложение по определению ЕТО на несколько систем теплоснабжения.

Материалы данной главы предназначены для обоснования и формирования раздела 10 «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)» утверждаемой части схемы теплоснабжения.

### 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах МО «Невельский городской округ», представлен в таблице 56.

Таблица 56 - Реестр систем теплоснабжения МО «Невельский городской округ»

Источник	Адрес источника	Наименование теплоснабжающей организации
Центральная районная котельная	г. Невельск, ул. Советская, 36	МУП «НКС»
Котельная №10	г. Невельск, ул. Лесная 1а	
Котельная «Приморская»	г. Невельск, ул. Приморская	
Модульная котельная	с. Горнозаводск, ул. Шахтовая 48	
Котельная №12	с. Горнозаводск, ул. Кирпичная	
Котельная с. Шебунино	с. Шебунино ул. Горная 11	

### 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр зон деятельности ЕТО на территории МО «Невельский городской округ» представлен в таблице 57.

Таблица 57 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории МО «Невельский городской округ»

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании		Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
			Источник	Тепловые сети		
001	Центральная районная котельная	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне
002	Котельная «Приморская»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	
003	Котельная №10	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	
004	Модульная котельная	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	
005	Котельная №12	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	
006	Котельная с. Шебунино	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	МУП «НКС»	

### 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

#### Основные понятия и нормативно-правовая база.

*Зона деятельности единой теплоснабжающей организации* - одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии.

*Система теплоснабжения* - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

*Тепловая сеть* - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.

*Источник тепловой энергии* - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии.

*Зона действия системы теплоснабжения* - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

В соответствии с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 1 статьи 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение

схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

#### **Порядок и критерии определения единой теплоснабжающей организации.**

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) определены пунктами 3-19 Правил организации теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения.

В случае если на территории округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- 1) определить ЕТО в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения;
- 2) определить на несколько систем теплоснабжения одну ЕТО.

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 Правила организации теплоснабжения, заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте муниципального образования.

В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус ЕТО присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус ЕТО в соответствии с пунктами 7-10 Правила организации теплоснабжения:

Критериями определения ЕТО являются:

- 1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- 2) размер собственного капитала;
- 3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса ЕТО подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения.

В случае если заявки на присвоение статуса ЕТО поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве соб-

ственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус ЕТО присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса ЕТО с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса ЕТО, статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

1) заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

2) заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

3) заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус ЕТО в следующих случаях:

1) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раз в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

2) принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус ЕТО, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус ЕТО;

3) принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус ЕТО, банкротом;

4) прекращение права собственности или владения имуществом, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

5) несоответствие организации, имеющей статус ЕТО, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

6) подача организацией заявления о прекращении осуществления функций ЕТО.

Границы зоны деятельности ЕТО могут быть изменены в следующих случаях:

1) подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

2) технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

МУП «НКС» отвечает всем требованиям, предъявляемым к единым теплоснабжающим организациям в зонах действия обслуживаемых систем теплоснабжения. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности единой теплоснабжающей организаций, приведен в таблице 57.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

#### **15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

Сведения о заявках, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, отсутствуют.

#### **15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

После присвоения статуса ЕТО границы зон деятельности ЕТО будут совпадать с зонами действия соответствующих систем централизованного теплоснабжения.

#### **15.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии в зависимости от сценарных условий представлен в таблице ниже.

Таблица 58 - Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>Сценарий 1</b>														
<b>г. Невельск</b>	<b>54,48</b>	<b>10,68</b>	<b>31,83</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11,97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котлоагрегатов №№1,2 Центральной районной котельной	23,95	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегата №3 Центральной районной котельной	11,97	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов котельной №10	15,76	7,88	7,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов котельной "Приморская" с увеличением мощности котельной	1,24	1,24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельных: Центральная районная котельная, котельная №10, котельная "Приморская"	1,56	1,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>с. Горнозаводск</b>	<b>28,31</b>	<b>12,18</b>	<b>0,79</b>	<b>0</b>	<b>5,98</b>	<b>5,98</b>	<b>0</b>	<b>3,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котлоагрегатов №№1,2 на модульной котельной	5,98	5,98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов №№3-6 на модульной котельной	11,96	0	0	0	5,98	5,98	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Реконструкция с расширением топливного склада модульной котельной	6,2	6,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
Замена котлоагрегатов на котельной №12	3,38	0	0	0	0	0	0	3,38	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельных: модульная, котельная №12	0,79	0	0,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>с. Шебунино</b>	<b>3,926</b>	<b>1,986</b>	<b>1,94</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	3,88	1,94	1,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,046	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>Сценарий 2</b>														



<b>г. Невельск</b>	<b>481,69</b>	<b>245,77</b>	<b>223,95</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11,97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котлоагрегатов №№1,2 Центральной районной котельной	23,95	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегата №3 Центральной районной котельной	11,97	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на Центральной районной котельной	0,77	0,77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Строительство газовой котельной на площадке котельной "Приморская"	45	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Н/О
Строительство газовой котельной на площадке котельной №10	400	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Н/О
<b>с. Горнозаводск</b>	<b>658,98</b>	<b>218,38</b>	<b>218,84</b>	<b>218,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котлоагрегатов на котельной №12	3,38	0	0	0	0	0	0	3,38	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельной №12	0,46	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Строительство новой котельной на площадке существующей модульной котельной	655,14	218,38	218,38	218,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
<b>с. Шебунино</b>	<b>3,926</b>	<b>1,986</b>	<b>1,94</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	3,88	1,94	1,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,046	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>Сценарий 3</b>														
<b>г. Невельск</b>	<b>52,781</b>	<b>8,981</b>	<b>31,83</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11,97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Замена котлоагрегатов №№1,2 Центральной районной котельной	23,95	0	23,95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегата №3 Центральной районной котельной	11,97	0	0	0	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельных: Центральная районная котельная, котельная №10	1,101	1,101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Замена котлоагрегатов котельной №10	15,76	7,88	7,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>с. Горнозаводск</b>	<b>655,14</b>	<b>218,38</b>	<b>218,38</b>	<b>218,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Строительство новой котельной на площадке существующей модульной котельной	655,14	218,38	218,38	218,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
<b>с. Шебунино</b>	<b>3,926</b>	<b>1,986</b>	<b>1,94</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Замена котельных агрегатов с увеличением мощности котельной	3,88	1,94	1,94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
Установка ВПУ на котельной с. Шебунино	0,046	0,046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Собственные средства
<b>Итого по 1 Сценарию</b>	<b>86,716</b>	<b>24,846</b>	<b>34,56</b>	<b>0</b>	<b>5,98</b>	<b>17,95</b>	<b>0</b>	<b>3,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Итого по 2 Сценарию</b>	<b>1144,596</b>	<b>466,136</b>	<b>444,73</b>	<b>218,38</b>	<b>0</b>	<b>11,97</b>	<b>0</b>	<b>3,38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>

Итого по 3 Сценарию	711,847	229,347	252,15	218,38	0	11,97	0	0	0	0	0	0	0	-
---------------------	---------	---------	--------	--------	---	-------	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечание:

1. Указанные в таблице мероприятия могут быть осуществлены при достаточном объеме финансирования
2. Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

## 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них приведен в таблице 59.

Таблица 59 - Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий	Стоимость в ценах базового года, млн. руб. с НДС	Стоимость в ценах соответствующих лет, млн. руб. с НДС												Источник финансирования
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
<b>Сценарий 1 и 2</b>														
<b>г. Невельск</b>	<b>1701,429</b>	<b>170,216</b>	<b>187,988</b>	<b>156,189</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,115</b>	<b>153,173</b>	<b>126,601</b>	<b>126,601</b>	-
Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра для соблюдения гидравлических режимов тепловых сетей	24,970	21,9202	3,0494	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
Реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра с целью подключения перспективных потребителей	13,112	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Средства застройщика
Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	1556,458	125,0986	149,2773	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	Средства бюджетов различных уровней
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	91,949	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	Средства застройщика
Строительство насосной станции "70 лет Октября" с увеличением мощности насосов	14,940	14,940	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства застройщика
<b>с. Горнозаводск</b>	<b>332,015</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>35,983</b>	<b>23,004</b>	<b>65,992</b>	<b>23,004</b>	-
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	11,867	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,867	0,000	0,000	0,000	Средства застройщика
Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	320,148	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	24,116	23,004	65,992	23,004	Средства бюджетов различных уровней
<b>с. Шебунино</b>	<b>12,048</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	-
Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	12,048	0,000	0,000	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Средства бюджетов различных уровней
<b>Сценарий 3</b>														

<b>г. Невельск</b>	<b>1763,767</b>	<b>202,010</b>	<b>218,533</b>	<b>156,189</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,109</b>	<b>130,115</b>	<b>153,173</b>	<b>126,601</b>	<b>126,601</b>	<b>-</b>
Реконструкция участков тепловых сетей с увеличением диаметра для соблюдения гидравлических режимов тепловых сетей	24,970	21,9202	3,0494	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	Средства бюджетов различных уровней
Реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра с целью подключения перспективных потребителей	13,112	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Средства застройщика
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1556,458	125,0986	149,2773	151,1783	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	125,0986	130,1147	125,0986	125,0986	125,0986	Средства бюджетов различных уровней
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	91,949	8,257	22,550	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	5,011	0,000	28,074	1,502	1,502	Средства застройщика
Строительство тепловых сетей с целью переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	61,089	30,545	30,545	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Средства бюджетов различных уровней
Строительство насосной станции в целях переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	16,189	16,189	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Средства бюджетов различных уровней
<b>с. Горнозаводск</b>	<b>393,158</b>	<b>23,004</b>	<b>53,575</b>	<b>53,575</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>23,004</b>	<b>35,983</b>	<b>23,004</b>	<b>65,992</b>	<b>23,004</b>	<b>-</b>
Строительство тепловых сетей в целях подключения перспективных потребителей	11,867	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,867	0,000	0,000	0,000	Средства застройщика
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	320,148	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	23,004	24,116	23,004	65,992	23,004	Средства бюджетов различных уровней
Строительство тепловых сетей с целью переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	56,470	0	28,234908	28,234908	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
Строительство насосной станции в целях переключения нагрузки котельной "Приморская" на Центральную районную котельную	4,673	0	2,336345	2,336345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Средства бюджетов различных уровней
<b>с. Шибунинно</b>	<b>12,048</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>2,410</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>-</b>
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	12,048	0,000	0,000	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	Средства бюджетов различных уровней
<b>Итого по 1 и 2 Сценарию</b>	<b>2045,492</b>	<b>193,220</b>	<b>210,992</b>	<b>181,602</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>153,113</b>	<b>166,098</b>	<b>176,177</b>	<b>192,592</b>	<b>149,605</b>	<b>-</b>
<b>Итого по 3 Сценарию</b>	<b>2168,972</b>	<b>225,014</b>	<b>272,108</b>	<b>212,174</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>155,523</b>	<b>153,113</b>	<b>166,098</b>	<b>176,177</b>	<b>192,592</b>	<b>149,605</b>	<b>-</b>

Примечание:

1. Указанные в таблице мероприятия могут быть осуществлены при достаточном объеме финансирования
2. Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

### **16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения**

Мероприятия, обеспечивающие переход от открытых систем горячего водоснабжения на закрытые системы, данной схемой не предусмотрены по причинам, описанным в Главе 9 Обосновывающих материалов.

### **16.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## **ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения**

Замечания, поступившие в ходе разработки и утверждения схемы теплоснабжения, были учтены в итоговом варианте схему теплоснабжения.

### **17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения**

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения были доработаны по условиям Технического задания на разработку схемы теплоснабжения.

### **17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

В проект схемы теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- 1) скорректированы объемы выработки и полезного отпуска тепловой энергии;
- 2) скорректированы мощности источников тепловой энергии;
- 3) уточнены планы мероприятий по развитию систем теплоснабжения;
- 4) доработаны все разделы и главы схемы теплоснабжения в соответствии с требованиями

Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методических указаний (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

## ГЛАВА 18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 18.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения

Таблица 60 – Реестр изменений, внесенных в актуализированную схему теплоснабжения

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
1	2	3
1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
3	Электронная модель системы теплоснабжения поселения	В рамках данной работы актуализация электронной модели не выполнялась.
4	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
5	Мастер-план развития систем теплоснабжения	Внесены корректировки в Главу 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения городского поселения»
6	Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
7	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
8	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
9	Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	Внесены корректировки в Главу 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»
10	Перспективные топливные балансы	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
11	Оценка надежности теплоснабжения	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
1	2	3
		2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
12	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
13	Индикаторы развития систем теплоснабжения	Внесены корректировки в Главу 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения»
14	Ценовые (тарифные) последствия	Внесены корректировки в Главу 14 «Ценовые (тарифные) последствия»
15	Реестр единых теплоснабжающих организаций	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
16	Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	Внесены корректировки в Главу 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения городского поселения»
17	Оценка экологической безопасности теплоснабжения	Информация по всем пунктам была скорректирована по состоянию на 01.01.2024. Перечень пунктов изменен в соответствии с актуальной редакцией постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
18	Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	Внесены корректировки в Главу 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения городского поселения»
19	Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	Внесены корректировки в Главу 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения городского поселения»

## 18.2 Сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

Сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения, отсутствуют.

## **ГЛАВА 19 РАЗРАБОТКА СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С МОДЕЛИРОВАНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТАКИХ СИСТЕМ, А ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ОТКАЗЕ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПРИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СВЯЗАННЫХ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

В МО «Невельский городской округ» действует шесть систем централизованного теплоснабжения потребителей, расположенных в городе Невельск, селах Горнозаводск и Шебунино.

В г. Невельск функционируют три системы централизованного теплоснабжения от источников: от центральной районной котельной, котельной №10 и котельной «Приморская».

В с. Горнозаводск функционируют две системы централизованного теплоснабжения от источников: от модульной котельной и от котельной №12.

В с. Шебунино функционирует единственная система централизованного теплоснабжения от котельной с. Шебунино.

На территории Невельского городского округа деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет одна теплоснабжающая организация – МУП «Невельские коммунальные сети» (МУП «НКС»).

### **19.1 Риски возникновения аварий, масштабы и последствия**

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения \ могут послужить:

- неблагоприятные погодные-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии;
- внеплановая остановка (выход из строя) оборудования на объектах системы теплоснабжения.

Основные причины возникновения аварии, описания аварийных ситуаций, возможные масштабы аварии их последствия и уровень реагирования приведены в таблице 61.

Таблица 61 -Риски возникновения аварий

<b>Причина возникновения аварии</b>	<b>Описание аварийной ситуации</b>	<b>Возможные масштабы аварии и последствия</b>	<b>Уровень реагирования</b>
Прекращение подачи электроэнергии на источник тепловой энергии.	Остановка работы источника тепловой энергии	Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры в зданиях. возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Местный
Прекращение подачи холодной воды на источник-тепловой энергии	Ограничение работы источника тепловой энергии	Ограничение циркуляции теплоносителя в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Местный
Прекращение подачи топлива	Остановка нагрева воды на источнике тепловой энергии	Прекращение подачи нагретой воды в систему теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Местный (топливо-газ)
Выход из строя Сетевого (сетевых) насоса	Ограничение (остановка) работы источника тепловой энергии	Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Местный



Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования
Выход из строя котла (котлов)	Ограничение (остановка) работы источника тепловой энергии	Ограничение (прекращение) подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Объектовый
Предельный износ сетей, гидродинамические удары	Порыв на тепловых сетях	Прекращение циркуляции в части системы теплоснабжения, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Объектовый

## 19.2 Схема теплоснабжения объектов

Потребители, подключённые к тепловым сетям отопления двух и более источников тепла отсутствуют. Аварийное переключение нагрузки между источниками тепла не предусмотрено.

В соответствии с п. 4.2 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

*Первая категория* - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

*Вторая категория* - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилые и общественные здания до 12 °С;
- промышленные здания до 8 °С.

*Третья категория* - остальные потребители.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 06.05.2011 N 354 «О предоставлении коммунальных услуг...», в жилых помещениях в нормативная температура воздуха должна составлять не ниже +18 °С. Допустимая продолжительность перерыва отопления:

- не более 24 часов (суммарно) в течение 1 месяца;
- не более 16 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +12 °С до нормативной температуры;
- не более 8 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +10 °С до +12 °С;
- не более 4 часов одновременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +8 °С до +10 °С.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», на период ликвидации аварии не допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий второй категории ниже +12 °С, промышленных зданий ниже +8 °С. Сведения о допустимом снижении при расчетной температуре наружного воздуха приведено в таблице ниже.

Таблица 62 - Допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91
Примечание - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.					

Для потребителей первой категории допускается предусматривать местные резервные источники теплоты (стационарные или передвижные) при отсутствии возможности резервирования от нескольких независимых источников тепла или тепловых сетей.

### 19.3 Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C, в соответствии со СП 124.13330.2012. «Тепловые сети. Актуализированная редакция. СНиП 41-02-2003». С учетом данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяется время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Таблица 63 - Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах теплоснабжения

N п/п	Наименование технологического нарушения	Время на устранение	Ожидаемая температура в жилых помещениях при температуре наружного воздуха, С			
			0	-10	-20	более - 20
1.	Отключение отопления	2 часа	18	18	15	15
2.	Отключение отопления	4 часа	18	15	15	15
3.	Отключение отопления	6 часов	15	15	15	10
4.	Отключение отопления	8 часов	15	15	10	10

Период времени снижения температуры при внезапном прекращении теплоснабжения до критического значения (плюс 12°C) рассчитывается по формуле:

$$z = \beta \times \ln \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в.а}} - t_{\text{н}}},$$

где  $t_{\text{в.а}}$  - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (плюс 12°C);

$t_{\text{в}} = 20^{\circ}\text{C}$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события;

$\beta = 40\text{ч}$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха. Результаты расчета приведены в таблице 64.

Таблица 64 – Расчет времени снижения температуры до критического значения.

Температура воздуха, °C	Температура в отапливаемом помещении, °C	Критерий отказа теплоснабжения, °C	Коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч	Период времени снижения температуры z, час
-34 , -32,1	20	12	40	6,5452
-32 , -30,1	20	12	40	6,8250
-30 , -28,1	20	12	40	7,1299
-28 , -26,1	20	12	40	7,4634
-26 , -24,1	20	12	40	7,8298

Температура воздуха, °С	Температура в отапливаемом помещении, °С	Критерий отказа теплоснабжения, °С	Коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч	Период времени снижения температуры z, час
-24 , -22,1	20	12	40	8,2341
-22 , -20,1	20	12	40	8,6826
-20 , -18,1	20	12	40	9,1830
-18 , -16,1	20	12	40	9,7449
-16 , -14,1	20	12	40	10,3804
-14 , -12,1	20	12	40	11,1053
-12 , -10,1	20	12	40	11,9397
-10 , -8,1	20	12	40	12,9109
-8 , -6,1	20	12	40	14,0559
-6 , -4,1	20	12	40	15,4265
-4 , -2,1	20	12	40	17,0978
-2 , -0,1	20	12	40	19,1829
0-1,9	20	12	40	21,8617
2-3,9	20	12	40	25,4396
4-5,9	20	12	40	30,4856
6-7,9	20	12	40	38,2205
8-9,9	20	12	40	51,9713
Выше 10				

Сведения о допустимом времени устранения технологических нарушений на объектах водоснабжения и электроснабжения приведено в таблицах ниже.

Таблица 65 - Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах водоснабжения:

№ п/п	Наименование технологического нарушения	Диаметр труб, мм	Время устранения, ч, при глубине заложения труб, м	
			до 2	более 2
1	Отключение водоснабжения	до 400	8	12

Таблица 66- Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах электроснабжения:

№ п/п	Наименование технологического нарушения	Время устранения
1.	Отключение электроснабжения	2 часа

#### 19.4 Расчет потерь теплоносителя на участке тепловой сети при возникновении аварийной ситуации

Потери теплоносителя при возникновении аварийной ситуации включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды на заполнение попавших под отключение участков сети и системы отопления отключаемых потребителей.

Объемы воды во всех попавших под отключение участков сети (подающем и обратном трубопроводе) вычисляется по формуле:

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}, \text{ м}^3$$

где,  $L_i$  - длина участка, м;

$D_i$  - диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

Расчетные нагрузки на отопление, вентиляцию суммируются по каждому потребителю. Расчетные средние нагрузки на ГВС суммируются по каждому потребителю.

Объем внутренних систем теплоснабжения рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$$V_{\text{сист}} = Q_{\text{сист}} \cdot V, \text{ м}^3$$

где

$Q_{\text{сист}}$  - расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения, Гкал/ч;

$V$  - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплоснабжающего оборудования, (м<sup>3</sup>\*ч)/Гкал.

### 19.5 Анализ переключения тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций

Потребители, подключённые к тепловым сетям отопления двух и более источников тепла отсутствуют. Аварийное переключение нагрузки между источниками тепла не предусмотрено.

Задачи по ликвидации последствий аварийных ситуаций, решаемые с применением электронного моделирования, относятся к процессам эксплуатации системы теплоснабжения, диспетчерскому и технологическому управлению системой.

В эти задачи входят:

- моделирование изменений гидравлического режима при аварийных переключениях и отключениях;
- формирование рекомендаций по локализации аварийных ситуаций и моделирование последствий выполнения этих рекомендаций;
- формирование перечней и сводок по отключаемым абонентам.

Для электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций применяются:

- программное обеспечение, позволяющее создать математическую модель всех технологических объектов (паспортизировать), составляющих систему теплоснабжения, в их совокупности и взаимосвязи, и на основе этого описания решать весь спектр расчетно-аналитических задач, необходимых для многовариантного моделирования режимов работы всей системы теплоснабжения и ее отдельных элементов;
- средства создания и визуализации графического представления сетей теплоснабжения в привязке к плану территории, неразрывно связанные со средствами технологического описания объектов системы теплоснабжения и их связности;
- собственно данные, описывающие каждый в отдельности элементарный объект и всю совокупность объектов, составляющих систему теплоснабжения населенного пункта, - от источника тепла и вплоть до каждого потребителя, включая все трубопроводы и тепловые камеры, а также электронный план местности, к которому привязана модель системы теплоснабжения.

В рамках данной работы было выполнено:

- Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе и с полным топологическим описанием связности объектов. Графическое представление объектов выполнено с использованием ГИС «Zulu», с учетом привязки к топографической основе и схемы расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленным данным.

- Паспортизация объектов системы теплоснабжения. Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

- Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное. Разбивка объектов по территориальному делению происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования.

Описание разработанной электронной модели схемы теплоснабжения поселение приведено в Главе 3 Обосновывающих материалов.

Разработанная модель схемы теплоснабжения позволяет локализовать на карте место возникновения аварии, а также определить количество потребителей, попадающих под отключение на время устранения аварии.

#### **19.6 Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях**

Органами повседневного управления территориальной подсистемы являются:

- на муниципальном уровне – ответственный специалист муниципального образования;
- на объектовом уровне – оперативный персонал источников тепла.

Координацию работ по ликвидации аварии на муниципальном уровне осуществляет комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности, на объектовом уровне – руководитель организации, осуществляющей эксплуатацию объекта.

#### **19.7 Силы и средства для ликвидации аварий тепло-производящих объектов и тепловых сетей**

В зависимости от вида и масштаба аварии принимаются неотложные меры по проведению ремонтно-восстановительных и других работ, направленных на недопущение размораживания систем теплоснабжения и скорейшую подачу тепла в дома с центральным отоплением и социально значимые объекты.

Для ликвидации аварий создаются и используются

- резервы финансовых и материальных ресурсов муниципального образования,
- резервы финансовых материальных ресурсов организаций.

Объемы резервов финансовых ресурсов (резервных фондов) определяются ежегодно и утверждаются нормативным правовым актом и должны обеспечивать проведение аварийно-восстановительных работ в нормативные сроки.

Время готовности к работам по ликвидации аварии- 45 мин. При возникновении крупномасштабной аварии, срок ликвидации последствий более 12 часов.

#### **19.8 Порядок действий по ликвидации аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях**

Планирование и организация ремонтно-восстановительных работ на тепло-производящих объектах (далее — ТПО) и тепловых сетях (далее – ТС) осуществляется руководством организации, эксплуатирующей ТПО (ТС).

Принятию решения на ликвидацию аварии предшествует оценка сложившейся обстановки, масштаба аварии и возможных последствий.

Работы проводятся на основании нормативных и распорядительных документов оформляемых организатором работ.

К работам привлекаются аварийно-ремонтные бригады, специальная техника и оборудование организаций, в ведении которых находятся ТПО (ТС) в круглосуточном режиме, посменно.

О сложившейся обстановке население информируется администрацией муниципального образования, эксплуатирующей организацией через местную систему оповещения и информирования.

В случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств к работам, руководитель работ докладывает Главе администрации муниципального образования, председателю комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

При угрозе возникновения чрезвычайной ситуации в результате аварии (аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения в жилых домах на сутки и более, а также в условиях критически низких температур окружающего воздуха) работы координирует комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

Таблица 67 - Мероприятия при аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
<b>При возникновении аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения</b>			
1.	При поступлении информации (сигнала) об аварии на коммунально-технических системах жизнеобеспечения населения: определение объема последствий аварийной ситуации (количество жилых домов, котельных, водозаборов, учреждений социальных объектов); принятие мер по бесперебойному обеспечению теплом и электроэнергией объектов жизнеобеспечения населения муниципального образования; организация электроснабжения объектов жизнеобеспечения населения по обводным каналам; организация работ по восстановлению линий электропередач и систем жизнеобеспечения при авариях на них; принятие мер для обеспечения электроэнергией учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений	Немедленно	Руководители объектов электро– водо – газо-, теплоснабжения
2.	Проверка работоспособности автономных источников питания и поддержание их в постоянной готовности, отправка автономных источников питания для обеспечения электроэнергией котельных, насосных станций, учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений, подключение дополнительных источников энергоснабжения (освещения) для работы в темное время суток; обеспечение бесперебойной подачи тепла в жилые кварталы.	Ч+ (0ч.30 мин.- 01.ч.00 мин)	Аварийно-восстановительные формирования
3.	При поступлении сигнала об аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения: доведение информации до заместителя главы администрации по ЖКХ и руководителя рабочей группы (его зама) оповещение и сбор рабочей и оперативной группы	Немедленно Ч+1ч. 30мин.	Оперативный дежурный ЕДДС
4.	Проведение расчетов по устойчивости функционирования систем отопления в условиях критически низких	Ч+ 2ч.00мин.	Рабочая и Оперативная группа

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
	температур при отсутствии энергоснабжения и выдача рекомендаций в администрации района.		
5.	Организация работы оперативной группы	Ч+2ч.30 мин.	Руководитель оперативной группы
6.	Выезд оперативной группы МО в район населенного пункта, в котором произошла авария. Проведение анализа обстановки, определение возможных последствий аварии и необходимых сил и средств для ее ликвидации. Определение котельных, учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений, попадающих в зону возможной аварийной ситуации.	Ч+(2ч.00мин -3 час. 00мин).	– Руководитель рабочей группы
7.	Организация несения круглосуточного дежурства руководящего состава администрации муниципального образования	Ч+3ч.00мин.	Оперативная группа
8.	Организация и проведение работ по ликвидации аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения.	Ч+3ч.00 мин.	Руководитель Оперативной группы
9.	Оповещение населения об аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения (при необходимости)	Ч+3ч.00 мин.	Оперативный дежурный ЕДДС, группа оповещения
10.	Принятие дополнительных мер по обеспечению устойчивого функционирования объектов экономики, жизнеобеспечения населения.	Ч+3ч.00мин.	Руководитель, рабочей и оперативной группы
11.	Организация сбора и обобщения информации: о ходе развития аварии и проведения работ по ее ликвидации; о состоянии безопасности объектов жизнеобеспечения; о состоянии отопительных котельных, тепловых пунктов, систем энергоснабжения, о наличии резервного топлива.	Через каждые 1 час (в течении первых суток) 2 часа (в последующие сутки).	оперативный дежурный ЕДДС и оперативная группа
12	Организация контроля за устойчивой работой объектов и систем жизнеобеспечения населения.	В ходе ликвидации аварии.	Руководитель Оперативной группы
13	Проведение мероприятий по обеспечению общественного порядка и обеспечение беспрепятственного проезда спецтехники в районе аварии.	Ч+3 ч 00 мин.	Отдел полиции
14	– Доведение информации до рабочей группы о ходе работ по ликвидации аварии и необходимости привлечения дополнительных сил и средств.	Ч + 3ч.00 мин.	Руководитель Оперативной группы
15	Привлечение дополнительных сил и средств, необходимых для ликвидации аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения.	По решению рабочей группы	
По истечении 24 часов после возникновения аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения (переход аварии в режим чрезвычайной ситуации)			
19	Принятие решения и подготовка распоряжения Руководителя Оперативной группы о переводе муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС в режим ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ	Ч + 24 час 00 мин	Руководитель Оперативной группы
20	Усиление группировки сил и средств, необходимых для ликвидации ЧС. Приведение в готовность нештатных аварийно-спасательных формирований (НАСФ). Определение количества сил и средств, направляемых в муниципальное образование для оказания помощи в ликвидации ЧС	По решению руководителя оперативной группы	Администрация муниципального образования
21	Проведение мониторинга аварийной обстановки в населенных пунктах, где произошла ЧС. Сбор, анализ,	Через каждые 2 часа	Оперативная группа

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
	обобщение и передача информации в заинтересованные ведомства о результатах мониторинга		
22	Подготовка проекта распоряжения о переводе муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС в режим ПОВСЕДНЕВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	При обеспечении устойчивого функционирования объектов жизнеобеспечения населения	Секретарь оперативной группы
23	Доведение распоряжения руководителя оперативной группы о переводе звена ОТП РСЧС в режим ПОВСЕДНЕВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	По завершении работ по ликвидации ЧС	Оперативный штаб комиссии по ликвидации ЧС и ОПБ
24	Анализ и оценка эффективности проведенного комплекса мероприятий и действий служб, привлекаемых для ликвидации ЧС	В течение месяца после ликвидации ЧС	Руководитель Оперативной группы

### **19.9 Взаимодействие между органами и организациями при ликвидации аварий, инцидентов**

О сложившейся аварийной ситуации население информируется администрацией муниципального образования, эксплуатирующей организацией через местную систему оповещения и информирования.

В случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств к работам, руководитель работ докладывает Главе администрации муниципального образования, Руководителю оперативной группы по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

При угрозе возникновения чрезвычайной ситуации в результате аварии (аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения в жилых домах на сутки и более, а также в условиях критически низких температур окружающего воздуха) работы координирует комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

### **19.10 Порядок организации мониторинга состояния системы теплоснабжения**

Мониторинг состояния системы теплоснабжения должен предусматривать:

- проведение ежедневного анализа состояния работы объектов теплоснабжения;
- оперативное решение вопросов по принятию неотложных мер в целях обеспечения работы объектов теплоснабжения, обеспечивающих жизнедеятельность населения и работу социально значимых объектов, в нормальном (штатном) режиме.

—установление взаимодействия органов повседневного управления - органов местного самоуправления, теплоснабжающих и теплосетевых организаций при осуществлении сбора и обмена информацией по вопросам устойчивого и надежного теплоснабжения жилищного фонда, объектов жилищно-коммунального хозяйства и социально значимых объектов; оперативного контроля за принятием мер, необходимых для обеспечения работы объектов теплоснабжения, обеспечивающих жизнедеятельность населения и работу социально значимых объектов, в нормальном (штатном) режиме.

Функционирование системы мониторинга осуществляется на муниципальном и объектовом уровнях. На муниципальном уровне координацию деятельности системы мониторинга осуществляет Администрация муниципального образования. На объектовом уровне - осуществляют теплоснабжающие организации.

На объектовом уровне собирается следующая информация:



1. Реестр учета аварийных ситуаций, технологических отказов, возникающих на объектах теплоснабжения, с указанием наименования объекта, адреса объекта, причин, приведших к возникновению аварийной ситуации, мер, принятых по ликвидации аварийной ситуации, технологических отказов, а также при отключении потребителей от теплоснабжения - период отключения и перечень отключенных потребителей;

2. Данные о проведенных ремонтных (в т.ч. капитальных) работах на объектах теплоснабжения, исполнительная документация по проведенным ремонтным работам;

3. Данные о вводе в эксплуатацию законченного строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения объектов теплоснабжения.

На муниципальном уровне собирается следующая информация:

1. Реестр учета аварийных ситуаций, технологических отказов, возникающих на объектах теплоснабжения, с указанием наименования объекта, адреса объекта, причин, приведших к возникновению аварийной ситуации, мер, принятых по ликвидации аварийной ситуации, технологических отказов, а также при отключении потребителей от теплоснабжения - период отключения и перечень отключенных потребителей;

2. Данные о проведенных капитальных ремонтных работах на объектах теплоснабжения, исполнительная документация по проведенным капитальным ремонтным работам;

3. Данные о вводе в эксплуатацию законченного строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения объектов теплоснабжения.

Результаты анализа данных мониторинга являются основанием для принятия решений о ремонте, модернизации, реконструкции или выводе из эксплуатации объектов теплоснабжения.