

Приложение к постановлению  
администрации муниципального  
образования Сосновоборский  
городской округ Ленинградской  
области  
от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 года

**СХЕМА  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
СОСНОВОБОРСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЛЕНИНГРАДСКОЙ  
ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД ДО 2032 ГОДА  
(актуализация на 2025 год)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

Муниципальный заказчик:  
Администрация муниципального образования  
Сосновоборский городской округ  
Ленинградской области  
Глава Сосновоборского городского округа

М. В. Воронков

Разработчик:  
ООО «ЯНЭНЕРГО»  
Генеральный директор

А. Ю. Никифоров

г. Санкт-Петербург, 2024 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	16
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	19
АННОТАЦИЯ.....	21
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....	26
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения муниципального образования.....	26
1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия производственных котельных.....	26
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения.....	29
1.3. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	30
Часть 2. Источники тепловой энергии муниципального образования.....	31
2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.....	31
2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	35
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	35
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	36
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	37
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	38
2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	52
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования.....	53
2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	53
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	55
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	55
2.12. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	55
2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	56
Часть 3. Тепловые сети муниципального образования, сооружения на них.....	57

3.1.	Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....	57
3.2.	Карты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе .....	66
3.3.	Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам .....	66
3.4.	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	66
3.5.	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	67
3.6.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	67
3.7.	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	68
3.8.	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей .....	68
3.9.	Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 (пять) лет .....	72
3.10.	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	73
3.11.	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	73
3.12.	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	77
3.13.	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	82
3.14.	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 (три) года.....	82
3.15.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	83
3.16.	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	83
3.17.	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	86
3.18.	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	92
3.19.	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	93
3.20.	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	93
3.21.	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	93
3.22.	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) .....	94
3.23.	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	94

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии муниципального образования .....	96
4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории муниципального образования, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	96
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии .....	97
5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии .....	97
5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	98
5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	98
5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	98
5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	99
5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	101
5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	102
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	104
6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения .....	104
6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения .....	104
6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	105
6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	106
6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .	106
6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	106
Часть 7. Балансы теплоносителя.....	108
7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	108



7.2.	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	109
7.3.	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	110
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....		111
8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	111
8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	111
8.3.	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки ... ..	112
8.4.	Описание использования местных видов топлива .....	113
8.5.	Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения ..	113
8.6.	Описание преобладающего в муниципальном образовании вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании .....	113
8.7.	Описание приоритетного направления развития топливного баланса муниципального образования.....	114
8.8.	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	114
Часть 9. Надежность теплоснабжения муниципального образования.....		115
9.1.	Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схемы теплоснабжения .....	115
9.2.	Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	119
9.3.	Частота отключений потребителей.....	119
9.4.	Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	119
9.5.	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) .....	120
9.6.	Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» .....	120
9.7.	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении .....	124
9.8.	Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	124

Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования.....	125
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования.....	125
10.2. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	159
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения муниципального образования .....	160
11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 (трех) лет .....	160
11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	164
11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	165
11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей .....	166
11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет .....	166
11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения .....	167
11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	167
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.....	168
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	168
12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	170
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	170
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	171
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	171
12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	171
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....	175
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения .....	175

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.....	176
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации .....	188
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.....	189
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе .....	193
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 теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	193
2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	194
2.8. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	195
2.9. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.....	196
2.10. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии ....	196
2.11. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды .....	196
<b>ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....</b>	<b>197</b>
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов .....	197
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения .....	201
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное .....	202
3.4. Гидравлический расчёт тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчёт при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	203
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии .....	205
3.6. Расчёт балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку .....	206
3.7. Расчёт потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя ....	206
3.8. Расчёт показателей надёжности теплоснабжения .....	207

3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения .....	208
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей .....	209
3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке систем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	211
<b>ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....</b>	<b>212</b>
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.....	212
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 .....	219
4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей .....	219
4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	219
<b>ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>220</b>
5.1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития системы теплоснабжения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения) ..	220
5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития системы теплоснабжения.....	250
5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития системы теплоснабжения 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, городского округа, города федерального значения.....	251
5.4. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	252
<b>ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....</b>	<b>253</b>

6.1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схемы теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....	253
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), отдельных участков такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.....	254
6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.....	254
6.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....	255
6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития схемы теплоснабжения.....	255
6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	256
6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	256
<b>ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>257</b>
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) теплотребляющей 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 актуализации схем теплоснабжения.....	257
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 надёжного теплоснабжения потребителей.....	264
7.3. Анализ надёжности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надёжности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения.....	264
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.....	264
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.....	266
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 .....	268
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.....	268
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 .....	269
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ....	269
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	270
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	270
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	272
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 .....	272
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города.....	272
7.15. Результаты расчётов радиуса эффективного теплоснабжения .....	273
7.16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии .....	274
7.17. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.....	275
7.18. Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	276
7.19. Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке .....	276
7.20. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива .....	276
<b>ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ .....</b>	<b>277</b>
8.1. Реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	

8.2.	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города .....	277
8.3.	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения .....	284
8.4.	Строительство, реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	284
8.5.	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения .....	284
8.6.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	288
8.7.	Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	289
8.8.	Строительство, реконструкция и (или) модернизация насосных станций .....	319
8.9.	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них .....	320
<b>ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ .....</b>		<b>321</b>
9.1.	Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключённых к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения .....	321
9.2.	Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) .....	325
9.3.	Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям .....	327
9.4.	Расчёт потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	327
9.5.	Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	348
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 .....	350
9.7.	Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов .....	351
<b>ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....</b>		<b>352</b>
10.1.	Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимых для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии .....	352

10.2.	Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива .....	356
10.3.	Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива .....	356
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 .....	357
10.5.	Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении .....	357
10.6.	Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования.....	357
10.7.	Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии .....	358
<b>ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....</b>		<b>359</b>
11.1.	Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.....	359
11.2.	Обоснование метода и результатов 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.....	360
11.3.	Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	361
11.4.	Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов, к несению тепловой нагрузки .....	361
11.5.	Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии... ..	363
11.6.	Предложения по применению на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования.....	363
11.6.1.	Установка резервного оборудования .....	364
11.6.2.	Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии	365
11.6.3.	Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа .....	365
11.6.4.	Устройство резервных насосных станций.....	369
11.6.5.	Установка баков-аккумуляторов .....	369
11.7.	Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них .....	369
11.8.	Выявленные потенциальные угрозы в системах теплоснабжения по результатам прохождения отопительного периода .....	369
11.9.	Сценарии развития аварии (потенциальной угрозы) с моделированием гидравлических режимов системы теплоснабжения .....	370
11.10.	Последствия развития аварий систем теплоснабжения в соответствии с пунктом 3 Правил расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утверждённых ПП РФ от 17.10.2015 № 1114 .....	375



11.11. Необходимые мероприятия по нивелированию выявленных угроз в системе теплоснабжения.....	375
11.12. Объем инвестиций для реализации мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системе теплоснабжения на базовый и расчётный периоды.....	378
<b>ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....</b>	<b>379</b>
12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	379
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..	394
12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций .....	398
12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....	400
12.5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности.....	400
<b>ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....</b>	<b>401</b>
13.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях .....	401
13.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.....	401
13.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.....	402
13.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети .....	405
13.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности .....	407
13.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведённая к расчётной тепловой нагрузке .....	408
13.7. 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).....	410
13.8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии .....	410
13.9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) .....	410
13.10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учёта, в общем объёме отпущенной тепловой энергии.....	410
13.11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).....	410
13.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей.....	411
13.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.....	412

13.14.	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 .....	412
13.15.	Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения с учетом реализации проектов системы теплоснабжения .....	412
13.16.	Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии .....	412
13.17.	Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией .....	413
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ .....		414
14.1.	Тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения .....	414
14.2.	Тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации .....	415
14.3.	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей .....	419
14.4.	Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.....	422
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ .....		423
15.1.	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения .....	423
15.2.	Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации .....	423
15.3.	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации .....	424
15.4.	Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации .....	427
15.5.	Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	427
15.6.	Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений .....	427
ГЛАВА 16. РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....		428
16.1.	Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии .....	428
16.2.	Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них.....	429
16.3.	Перечень мероприятий, обеспечивающих переход открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения .....	437
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ .....		449

17.1.	Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения .....	449
17.2.	Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения .....	449
17.3.	Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения .....	449
ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....		450
18.1.	Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения.....	450

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины и их определения, применяемые в настоящей работе, представлены в таблице 1.

**Таблица 1 – Термины и определения**

Термин 1	Определение 2
Авария	1 – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ 2 – повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального назначения на срок 36 ч и более
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
Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения	Теплоснабжающая организация, которой в отношении системы (систем) теплоснабжения присвоен статус единой теплоснабжающей организации в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным 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
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
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
Индивидуальный тепловой пункт	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплоснабжения одного здания или его части
Инцидент	1 – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса 2 – отказ или повреждение оборудования и(или) трубопроводов тепловых сетей, отклонения от гидравлического и(или) теплового режимов, нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Качественное регулирование отпуска теплоты	Изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты
Количественное регулирование отпуска теплоты	изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника теплоты
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Котельная	Источник тепловой энергии, состоящий из здания или нескольких зданий и сооружений с котельными установками и вспомогательным техническим оборудованием, инженерными коммуникациями, предназначенными для генерации тепловой энергии путем сжигания органического топлива
Материальная характеристика тепловой сети	Сумма произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети и длины этих участков

Термин	Определение
1	2
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
Надежность теплоснабжения	Характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения
Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения	Плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых (технологически присоединяемых) к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также - плата за подключение (технологическое присоединение))
Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения	Показатели, применяемые для определения степени исполнения обязательств концессионера по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения, обязательств организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по реализации инвестиционной программы, а также для целей регулирования тарифов
Потребитель тепловой энергии	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплоснабжающих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Радиус эффективного теплоснабжения	Максимальное расстояние от теплоснабжающей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплоснабжающей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения
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.)
Расчётный элемент территориального деления	Территория городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения	Вид деятельности в сфере теплоснабжения, при осуществлении которого расчеты за товары, услуги в сфере теплоснабжения осуществляются по ценам (тарифам), подлежащим в соответствии с настоящим Федеральным законом государственному регулированию
Система децентрализованного теплоснабжения	Система, в которой источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплоприемников может осуществляться практически без промежуточного звена - тепловой сети
Система централизованного теплоснабжения	Система, состоящая из одного или нескольких источников теплоты, тепловых сетей (независимо от диаметра, числа и протяженности наружных теплопроводов) и потребителей теплоты
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения поселения, городского округа, их развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и утверждаемый правовым актом, не имеющим нормативного характера, федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органа местного самоуправления
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени

Термин	Определение
1	2
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии и соответствующая утвержденным Правительством Российской Федерации критериям отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии
Топливо-энергетический баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов
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
Ценовые зоны теплоснабжения	Поселения, городские округа, которые определяются в соответствии со статьей 23.3 настоящего Федерального закона и в которых цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией, за исключением случаев, установленных настоящим Федеральным законом
Центральный тепловой пункт	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления двух и более зданий
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

## **ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ**

В настоящей работе применяют следующие сокращения и обозначения:

МК – муниципальный контракт

ЕТО – единая теплоснабжающая организация

СЦТ – система централизованного теплоснабжения

ОЭТС – организация, эксплуатирующая тепловые сети

НТД – нормативно-техническая документация

МКД – многоквартирные дома

ИЖС – индивидуальное жилищное строительство

ОДПУ – общедомовые приборы учёта

ВПУ – водоподготовительная установка

НС – насосная станция

ТНС – тепловая насосная станция

ВБР – время безотказной работы

ТК – тепловая камера, тепловой колодец

МЭР – Министерство экономического развития России

ЭОТ – экономически обоснованный тариф

ОПФ – основные производственные фонды

ППР – планово-предупредительный ремонт

ТСО – теплоснабжающая организация

ИПЦ – индекс потребительских цен

ПП РФ – постановление Правительства Российской Федерации

АСДУ – автоматическая система диспетчерского управления

ИТП – индивидуальный тепловой пункт

АИТП - автоматизированный индивидуальный тепловой пункт

ОНЗТ - общий нормативный запас топлива

ННЗТ - неснижаемый нормативный запас топлива

НЭЗТ - нормативный эксплуатационный запас топлива

ИТЭ – источник тепловой энергии

ОВ – отопление и вентиляция

РОУ – редукционно-охладительная установка

РТМ – располагаемая мощность источника тепловой энергии

Схема ТС – схема теплоснабжения

УТМ – установленная мощность источника тепловой энергии;

ЭМ – электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

ЛАЭС - филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция

АЭС - атомная электростанция

БРТ - бойлерная районного теплоснабжения

ГВС - горячее водоснабжение

РБМК - реактор большой мощности, канальный;

СМУП «ТСП» - Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие»

Промышленная зона 1 - Вывод 1 БРТ. Потребители тепловой энергии и теплоносителя городской зоны. Промышленные объекты, общественные здания, объекты многоэтажной, малоэтажной и индивидуальной жилой застройки;

Промышленная зона 2 - Вывод 2 БРТ. Потребители тепловой энергии и теплоносителя различного назначения Госкорпорации «Росатом» и Концерна «Росэнергоатом», филиала АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградской атомной станции;



## АННОТАЦИЯ

Актуализированная схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа разработана в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Данная работа выполнена в соответствии с муниципальным контрактом №0145300000123000312 от 09.01.2024 на оказание услуг по выполнению работ по созданию геоинформационной системы ЦТС муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области на период до 2032 года между Администрацией муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области и Обществом с ограниченной ответственностью «ЯНЭНЕРГО».

Основанием для актуализации и реализации схемы теплоснабжения является Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23, б). Организация развития систем теплоснабжения поселений, регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надёжного снабжения тепловой энергией потребителей, Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

В качестве исходной информации при выполнении работы использованы материалы, предоставленные Администрацией и теплоснабжающими организациями.

## **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МУНИЦИПАЛЬНОМ ОБРАЗОВАНИИ СОСНОВОБОРСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

Сосновоборский городской округ — муниципальное образование, расположенное на юго-западе Ленинградской области, на берегу Копорской губы Финского залива в 35 км к западу от границы города федерального значения Санкт-Петербург.

В состав территории муниципального образования Сосновоборский городской округ входит один населенный пункт – город Сосновый Бор, который служит административным центром. Бывшие отдельные населенные пункты Калище, Липово, Ракопежи, Смольнинский, Ручьи, Устье в настоящее время являются микрорайонами города.

Общая площадь территории Сосновоборского городского округа -8841,52 га, из них:

- земли населенных пунктов - 8050,05 га;
- земли лесного фонда -788,72 га;
- земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения - 2,75 га.

Общая площадь садово-дачных объединений, расположенных на территории Сосновоборского городского округа, составляет 1106,12 га.

Северная планировочная часть города Сосновый Бор является основным селитебным районом города.

Южная планировочная часть города представляет собой основную промышленную зону, в которой расположены главные производственные и научно-производственные площадки.

Рекреационные зоны на территории городского округа представлены: Приморский парком, парком «Белые пески», рекреационными зонами вдоль Финского залива, р. Коваши, оз. Калищенское, зонами пляжей и так далее.

Численность населения Сосновоборского городского округа (по данным на 18.08.2023) - 64,121 тыс. чел.

Климат территории характеризуется как переходный от континентального к морскому: с умеренно холодной зимой и прохладным летом и находится в климатическом подрайоне II В.

На рисунке 1 представлена карта границ Сосновоборского городского округа.

# ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СОСНОВОБОРСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Карта границ населенного пункта,  
входящего в состав городского округа.

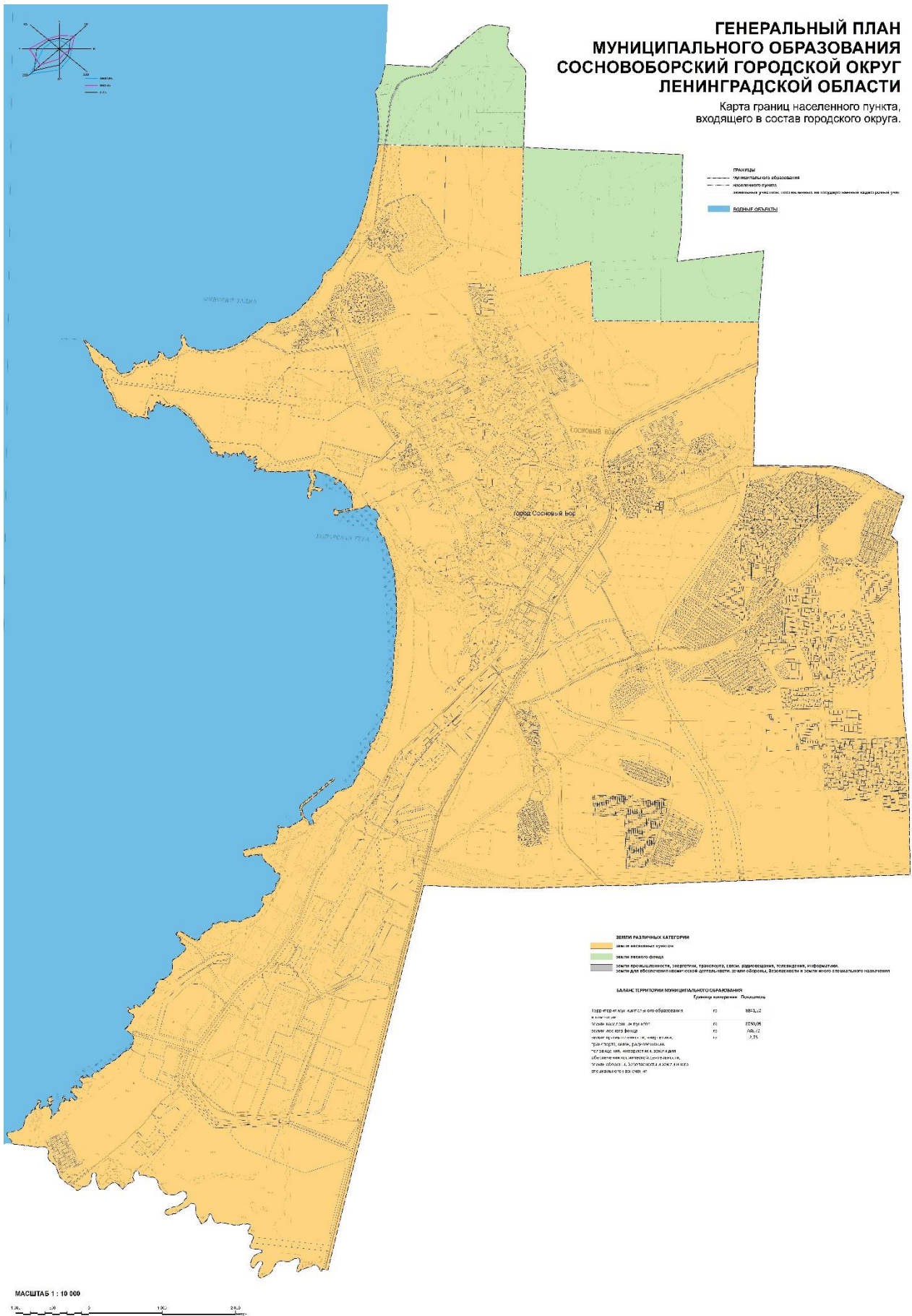


Рисунок 1 – Карта границ Sosnovoborsкого городского округа

## Описание развития Сосновоборского городского округа

В основу развития города положено продолжение реализации важнейших для города инвестиционных проектов Госкорпорации «Росатом» по реконструкции Ленинградской атомной станции и строительству замещающих мощностей ЛАЭС.

В 2018 году началась промышленная эксплуатация первого энергоблока № 5, нового поколения, взамен энергоблока № 1 ЛАЭС, выведенного из эксплуатации в конце 2018 г.

22.03.2021 года Приказом генерального директора Концерна «Росэнергоатом» введен в промышленную эксплуатацию еще один энергоблок нового поколения – энергоблок № 6.

Учитывая имеющийся у Концерна «Росэнергоатом» опыт возведения и строительства атомных электростанций и, расположенный на территории округа крупнейший в Ленинградской области строительный-монтажный комплекс, а также приоритетное положение атомной отрасли в Российской Федерации, можно рассчитывать на продолжение строительства замещающих мощностей ЛАЭС (энергоблоков № 7 и № 8) в краткосрочной и среднесрочной перспективе. В настоящее время строительство замещающих мощностей ЛАЭС (энергоблоков № 7 и № 8) начато.

Необходимо учесть также планы Ленинградской АЭС по развертыванию работ по выводу из эксплуатации отработавших свой срок энергоблоков № 3 и № 4, высвобождению производственных площадей и использованию их для развития экономического потенциала города.

С учетом этих факторов прогнозируется умеренный рост основных показателей социально-экономического развития округа.

Таким образом, в настоящей Схеме учтены основные итоги реализации важнейших для города инвестиционных проектов Госкорпорации «Росатом» по состоянию на 01.04.2021 года:

- за этот же период времени введены в промышленную эксплуатацию энергоблоки № 5 и № 6 замещающих мощностей Ленинградской АЭС.

В соответствии с положениями Генерального плана развития Сосновоборского городского округа подразумевает наличие перспективной застройки городского округа.

Мероприятия по развитию системы централизованного теплоснабжения для развития Сосновоборского городского округа направлены на обеспечение качественного, надежного и бесперебойного теплоснабжения как объектов существующей, так и объектов перспективной застройки. В этой связи будут проводиться мероприятия по обеспечению устойчивого тепло гидравлического режима работы источников тепла, распределительных сетей и потребителей тепловой энергии и теплоносителя, а также в настоящее время

выполняются и будут выполняться мероприятия по замене и реконструкции оборудования и трубопроводов с истекшим сроком службы.

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

## **Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения муниципального образования**

### **1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия производственных котельных**

Функциональная структура теплоснабжения Сосновоборского городского округа на 2023 год представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и теплоносителя, а также транспорт конечным потребителям.

Генерация тепловой энергии происходит на мощностях:

- Ленинградской атомной станции (ЛАЭС) филиала АО «Концерн Росэнергоатом», источнике комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- Котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» (СМУП «ТСП»);
- Котельной ООО «Теплоснабжающее предприятие» (ООО «ТСП»);
- Котельной ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» (паровая котельная);

Передача тепловой энергии потребителям осуществляется:

- по сетям, находящимся в собственности или хозяйственном ведении теплогенерирующих организаций;
- по сетям ООО «Гранд» с покупкой тепловой энергии у СМУП «ТСП»;
- по собственным (абонентским) сетям;
- по бесхозяйным тепловым сетям.

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа открытая. Водоразбор на нужды ГВС производится непосредственно из водяных тепловых сетей.

Подключение потребителей тепловой энергии произведено, преимущественно, по зависимой схеме, с использованием или без использования элеваторных узлов в зависимости от расчетной температуры теплоносителя для потребителей.

Потребителями тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения являются объекты многоэтажной, малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, общественные здания и промышленные потребители тепловой энергии.

Тепловая энергия в виде пара, выработанного в реакторах ЛАЭС, до поступления потребителям, проходит через турбину, пароводяные теплообменники, промежуточный контур, водоводяные теплообменники бойлерной районного теплоснабжения (БРТ), коллектора тепловой сети, многокольцевую тепловую сеть.

Теплоснабжение потребителей городской зоны и промзоны-1 осуществляется от трех источников тепла: бойлерной районного теплоснабжения (БРТ, базовый источник) и городские котельные ООО «ТСП» и СМУП «ТСП» (резервно-пиковый источник теплоснабжения), работающих на общую тепловую сеть.

Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная электростанция является базовым источником тепловой энергии для потребителей Сосновоборского городского округа. Установленная тепловая мощность ЛАЭС распределяется следующим образом: новые энергоблоки 5,6 ЛАЭС по 250 Гкал/час, энергоблоки 3, 4 ЛАЭС – по 150 Гкал/час.

Котельная СМУП «ТСП» включается в параллельную работу с БРТ в пиковом режиме и в периоды ремонта энергоблоков ЛАЭС. Кроме того, паровая часть котельной круглогодично обеспечивает паром питательные деаэраторы, мазутное хозяйство №1, а также в межотопительный период во время ремонта БРТ до 30 суток в году для обеспечения горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа. Располагаемая мощность котельной по данным на 01.01.2024 составляет 93,8 Гкал/ч.

Котельная ООО «ТСП» с располагаемой мощностью 100 Гкал/ч присоединена к коллекторам СМУП «ТСП» и обеспечивает производство тепловой энергии в пиковых режимах и в период ремонтов БРТ.

ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» осуществляет транзитную поставку своим субабонентам тепловой энергии, приобретаемой у Ленинградской АЭС. Котельная ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» производит тепловую энергию в виде пара для собственных технологических нужд.

Ленинградская АЭС обеспечивает теплоснабжение промышленных потребителей Западного планировочного района.

СМУП «ТСП» обеспечивает теплоснабжение объектов многоэтажной, малоэтажной, индивидуальной жилой застройки, общественных зданий и промышленных потребителей Северного, Северо-Западного, Восточного и Южного планировочных районов.

Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» владеет на праве собственности:

- Ленинградской атомной станцией;
- Бойлерной районного теплоснабжения;
- Тепловыми сетями от ЛАЭС до БРТ и промзоны-2.

СМУП «ТСП» владеет на праве хозяйственного ведения:

- Городской котельной;
- Магистральными и распределительными тепловыми сетями по границам балансовой принадлежности.

ООО «ТСП» владеет в рамках концессионного соглашения котельной с двумя водогрейными котлами мощностью 50 Гкал/час каждый.

ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» владеет на праве хозяйственного ведения:

- Котельной;
- Тепловыми сетями по границам балансовой принадлежности.

Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская АЭС является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, осуществляющей продажу тепловой энергии СМУП «ТСП», ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» и промышленным потребителям промзоны-2.

СМУП «ТСП» является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, заключающей договоры на покупку теплоносителя у филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградской АЭС и ООО «ТСП», осуществляющей последующую перепродажу тепловой энергии конечным потребителям.

При дальнейшем развитии системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа Ленинградской области в рассматриваемый период до 2032 г. будет происходить расширение зоны действия основного источника тепла ЛАЭС и котельной СМУП «ТСП» за счет подключения перспективных потребителей Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов.

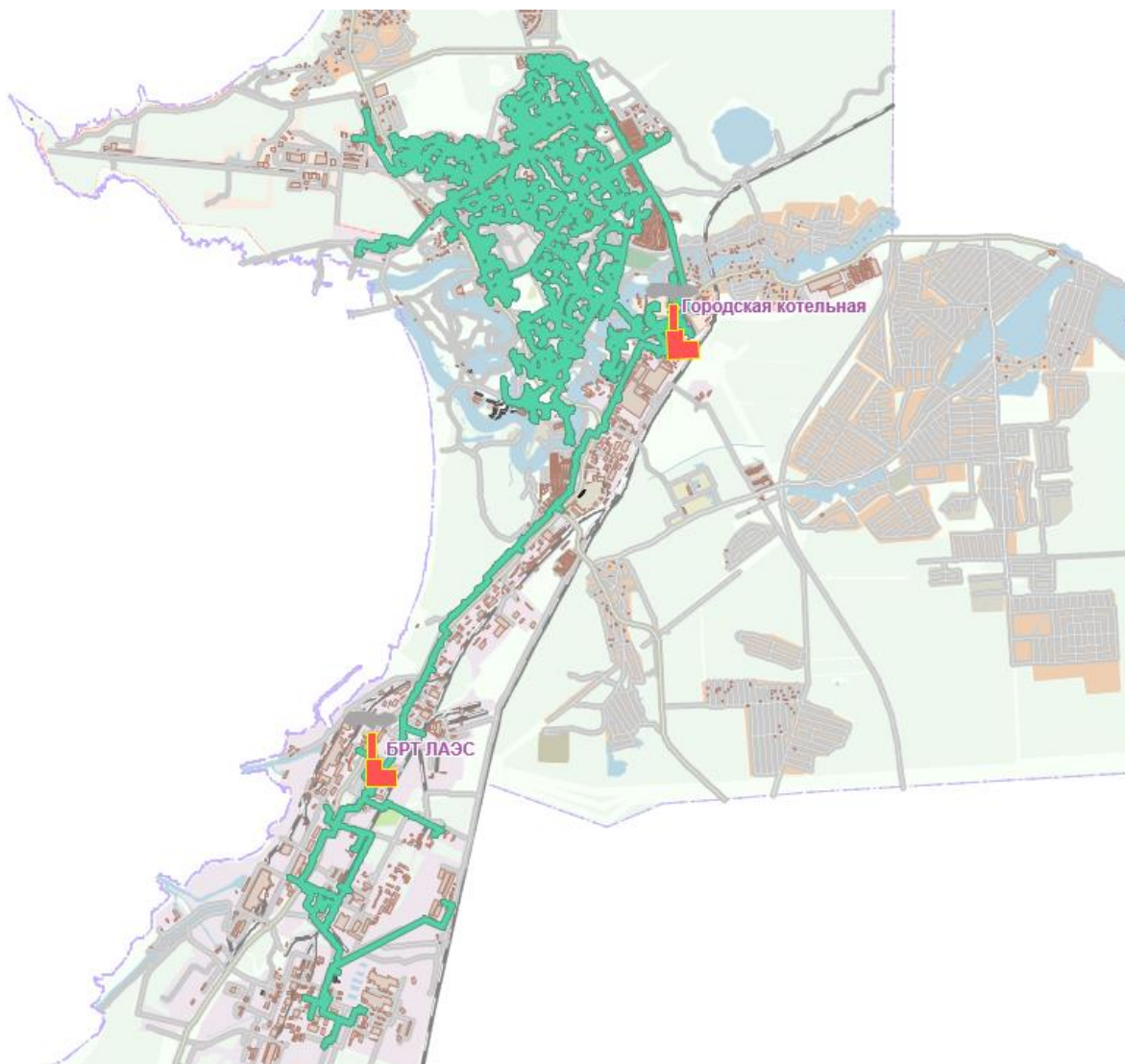
Тепловая нагрузка потребителей тепла подключенных к выводу 1 БРТ и котельных СМУП «ТСП», ООО «ТСП» (потребители г. Сосновый Бор и Промзоны 1), Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов в 2023 году составила 366,416 Гкал/ч.

Тепловая нагрузка потребителей тепла подключенных к выводу 2 БРТ не изменилась и в 2023 году составила 168,0 Гкал/ч.

Суммарная тепловая нагрузка всех потребителей тепла подключенных к выводам 1 и 2 БРТ и котельной СМУП «ТСП» в 2023 году составила 534,416 Гкал/ч.

Зоны действия системы централизованного теплоснабжения источников теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа представлены на рисунке 2.



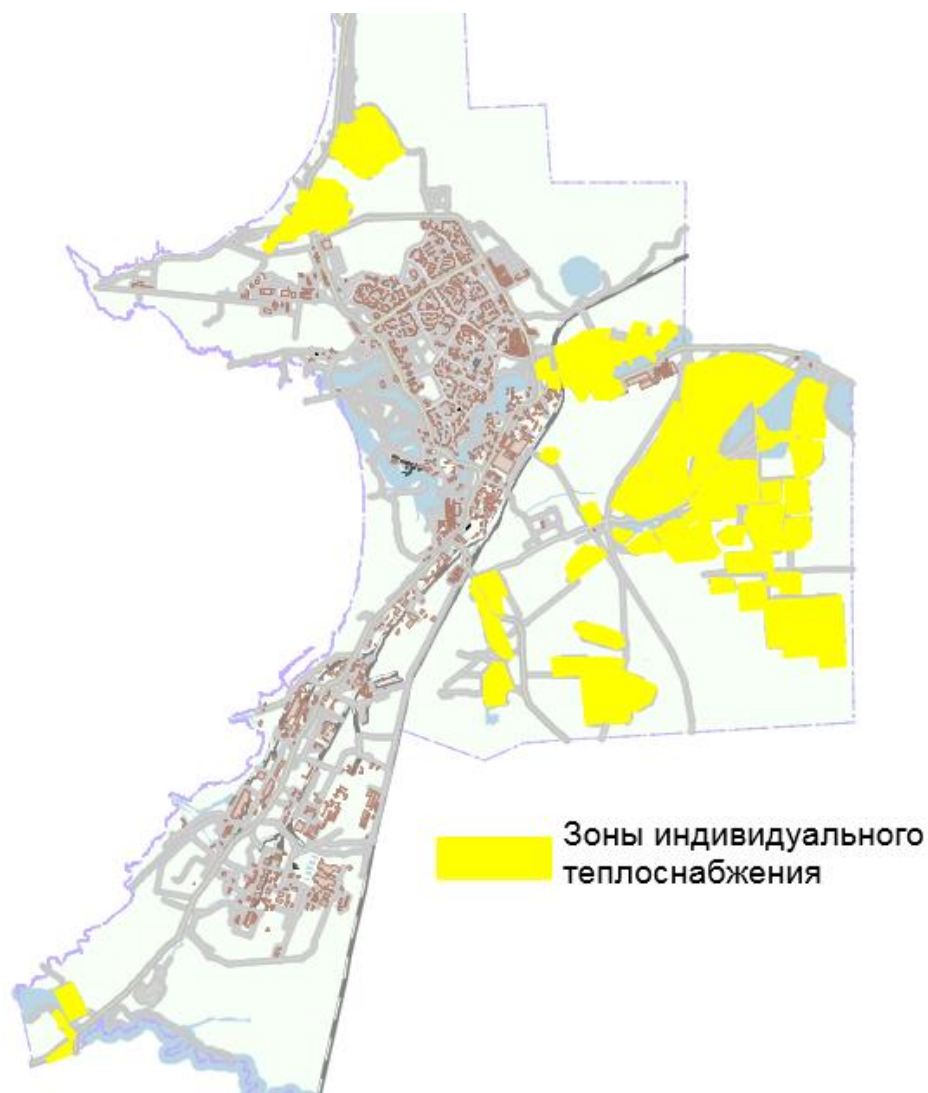


**Рисунок 2 – Зона действия источников тепловой энергии на территории Сосновоборского городского округа**

**1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения**

Ряд кварталов жилой застройки является зонами индивидуального теплоснабжения. Это зоны малоэтажной жилой застройки, не присоединенные к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.

Зоны индивидуального теплоснабжения представлены на рисунке 3.



**Рисунок 3 – Зоны индивидуального теплоснабжения**

**1.3. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения в функциональной структуре теплоснабжения Sosnovoborskogo городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения – не зафиксированы.

## Часть 2. Источники тепловой энергии муниципального образования

### 2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Ленинградская АЭС - крупнейшая атомная станция в России по установленной мощности (4437 МВт) и единственная, где действуют энергоблоки двух разных типов - канальные уран-графитовые и водо-водяные, а также является гарантирующим поставщиком в Санкт-Петербурге и Ленобласти, обеспечивая 58% электропотребления региона. В настоящее время на Ленинградской АЭС в работе находятся энергоблоки №№ 4, 5, 6 и несут нагрузку согласно диспетчерскому графику 3330 МВт. Энергоблок № 3 находится в плановом ремонте.

Часть станции с энергоблоками ВВЭР называют также ЛАЭС-2. В 2021 году было принято решение о строительстве второй очереди ЛАЭС-2 - еще двух энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200, заливка первого бетона энергоблока № 3 на ЛАЭС-2 запланирована на июнь 2024 года, блока № 4 — на май 2025 года.

Источник комбинированной выработки электрической и тепловой мощности Ленинградская АЭС осуществляет поставку тепловой энергии и теплоносителя промышленным потребителям и потребителям городской зоны.

Установленная тепловая мощность ЛАЭС составляет 800 Гкал/ч.

Ограничения тепловой и электрической мощности ЛАЭС связаны с особым режимом эксплуатации и ремонтов энергоблоков.

Структура и технические характеристики основного оборудования ЛАЭС по состоянию на 01.01.2024 г. приведена в таблицах 2-3.

**Таблица 2 – Состав основного оборудования Ленинградской АЭС**

Энергоблок	Тип реактора	Дата ввода в эксплуатацию	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Установленная электр. мощность, МВт
Энергоблок №3	РБМК-1000	07.12.1979	150	1000
Энергоблок №4	РБМК-1000	09.12.1981	150	1000
Энергоблок №5	ВВЭР-1200/49	29.10.2018	250	1187
Энергоблок №6	ВВЭР-1200/49	22.03.2021	250	1187

**Таблица 3 – Характеристики основного оборудования Ленинградской АЭС**

Энергоблок	Тип реакторов	Мощность		Начало строительства	Подключение к сети	Ввод в эксплуатацию	Закрытие
		Чистая	Брутто				
Ленинград-3	РБМК-1000	925 МВт	1000 МВт	01.12.1973	07.12.1979	29.06.1980	2031 (план)
Ленинград-4	РБМК-1000	925 МВт	1000 МВт	01.02.1975	09.02.1981	29.08.1981	2031 (план)
Ленинград-5	ВВЭР-1200/491	1085 МВт	1187 МВт	25.10.2008	09.03.2018	29.10.2018	2078 (план)
Ленинград-6	ВВЭР-1200/491	1085 МВт	1199 МВт	15.04.2010	22.10.2020	22.03.2021	2081 (план)

Располагаемая тепловая мощность БРТ от находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС на период с 2024 по 2040 год (письмо ЛАЭС № 9/Ф09050101/6808 от 18.01.2024 г.) представлена в таблице 4.

**Таблица 4 – Располагаемая тепловая мощность БРТ от находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС**

Год	Располагаемая мощность в сторону СМУП ТСП (вывод БРТ в сторону города), Гкал/час	Нагрузка на собственные нужды ЛАЭС и подключенных потребителей (вывод БРТ в сторону НИТИ), Гкал/час	Производительность источников тепловой энергии Гкал/час	Режим работы энергоблоков, (э/бл в работе)
2024-2030	567	168	735	3,4,5,6
2031-2032	517	233	750	5,6,7
2033-2040	767	233	1000	5,6,7,8

Примечание - Располагаемая мощность БРТ приведена без учета остановов энергоблоков на ремонты в отопительный период.

До 2030 года включительно нагрузка на собственные нужды ЛАЭС и подключенных потребителей составляет 168 Гкал/час. Теплоснабжение здания 601 в количестве 65 Гкал/час осуществляется от собственной ТФУ.

С 2031 года, после останова 3,4 энергоблока РБМК, теплоснабжение здания 601 в количестве 65 Гкал/час будет осуществляться от БРТ. Нагрузка на собственные нужды ЛАЭС и подключенных потребителей составит 233 Гкал/час, а располагаемая тепловая мощность на СМУП «ТСП» 767 Гкал/час.

#### ООО «ТСП»

В эксплуатацию введены два водогрейных котла Novotherm 58-150 суммарной установленной тепловой мощностью 100,0 Гкал/час. Котлы присоединены непосредственно к коллекторам СМУП ТСП. Подпитка теплоносителем также осуществляется оборудованием СМУП «ТСП».

#### Городская котельная СМУП «ТСП»

По состоянию на 2023 г. располагаемая мощность городской котельной составляет 93,8 Гкал/ч. С учетом двух котлов ООО «ТСП» Novotherm 58-150 суммарной установленной тепловой мощностью 100,0 Гкал/час располагаемая тепловая мощность городской котельной составляет 193,8 Гкал/ч.

Перечень основного оборудования городской котельной СМУП «ТСП» и его характеристики приведены в таблице 5 с учетом мощности двух котлов Novotherm 58-150, принадлежащих ООО «ТСП».

**Таблица 5 – Перечень основного оборудования городской котельной СМУП «ТСП»**

Тип котла	Установленная тепловая мощность, Гкал/час (т/ч)	Вид топлива	Год ввода в эксплуатацию
ДКВР-10/13	10 т/ч	Основное – газ, резервное – мазут	1967
ДКВР-10/13	10 т/ч		1968
ДКВР-10/13	10 т/ч		1975
ПТВМ-50	50 Гкал/час		1975
ПТВМ-50	50 Гкал/час		1975
Novotherm 58-150 (Котел ООО «ТСП»)	50 Гкал/час		2021
Novotherm 58-150 (Котел ООО «ТСП»)	50 Гкал/час		2021

Ввод котлов Novotherm 58-150 позволил произвести реновацию морально устаревшего оборудования котельной СМУП «ТСП» со сроком ввода в эксплуатацию - 1960-1970 гг., и обеспечить надёжность и энергетическую эффективность зон функционирования резервной пиковой водогрейной котельной в период покрытия тепловых нагрузки зоны ЛАЭС.

Существующая городская котельная в отопительный сезон работает в резервно-пиковом режиме.

В летнем режиме (в августе) котельная обеспечивает горячее водоснабжение у потребителей при выводе магистрального трубопровода и БРТ в ремонт.

Помимо этого, резервирование подачи тепла в городскую зону, имеющую тепловую нагрузку около 300 Гкал/час, планировалось обеспечивать от городской котельной. В настоящее время на конец 2023 г. располагаемая тепловая мощность водогрейной части городской котельной составляет 193,8 Гкал/ч, вследствие этого не обеспечивается полное резервирование подачи тепла в городскую зону.

На котельной в качестве основного топлива используется природный газ. На случай сбоя в подаче газа предусмотрена возможность использования мазута в качестве резервного топлива. На территории котельной установлены емкости для его хранения и смонтировано оборудование, необходимое для подачи мазута в котлы.

По состоянию на 01.01.2024 в эксплуатации находятся:

У СМУП «ТСП»:

- котлы паровые ДКВР 10/13 № 2,3;
- котел ПТВМ - 50 № 3;
- котел ПТВМ - 50 № 4.

Производительность химводоподготовки котельной СМУП «ТСП» составляет 600 м<sup>3</sup>/ч.

Суммарная производительность сетевых насосов 4000 м<sup>3</sup>/ч.

Суммарная производительность подпиточных насосов 1500 м<sup>3</sup>/ч.

Ёмкость двух аккумуляторных баков - 3000 м<sup>3</sup>.

У ООО «ТСП»:

Котлы Novotherm 58-150 №1,2

Три сетевых насоса по 800 м<sup>3</sup>/час суммарной производительностью 2400 м<sup>3</sup>/час

У ООО «РусЭнерго» (арендатор мазутного хозяйства):

Ёмкость мазутных баков 8000 м<sup>3</sup>.

Отведение из котлов СМУП «ТСП» продуктов сгорания топлива осуществляется по двум дымовым трубам, от паровых котлов - через кирпичную трубу высотой 30 м, от двух водогрейных котлов ПТВМ-50 - через железобетонную трубу высотой 100 м. Из котлов ООО «ТСП» отведение продуктов сгорания осуществляется по двум металлическим трубам высотой 55 метров.

В здании городской котельной СМУП «ТСП» перед подачей тепловой энергии в сети городской зоны осуществляется понижение температуры в подающем трубопроводе путем подмеса обратной сетевой воды до проектного температурного графика 150/70°С.

Принципиальная схема городской котельной приведена на рисунке 4.

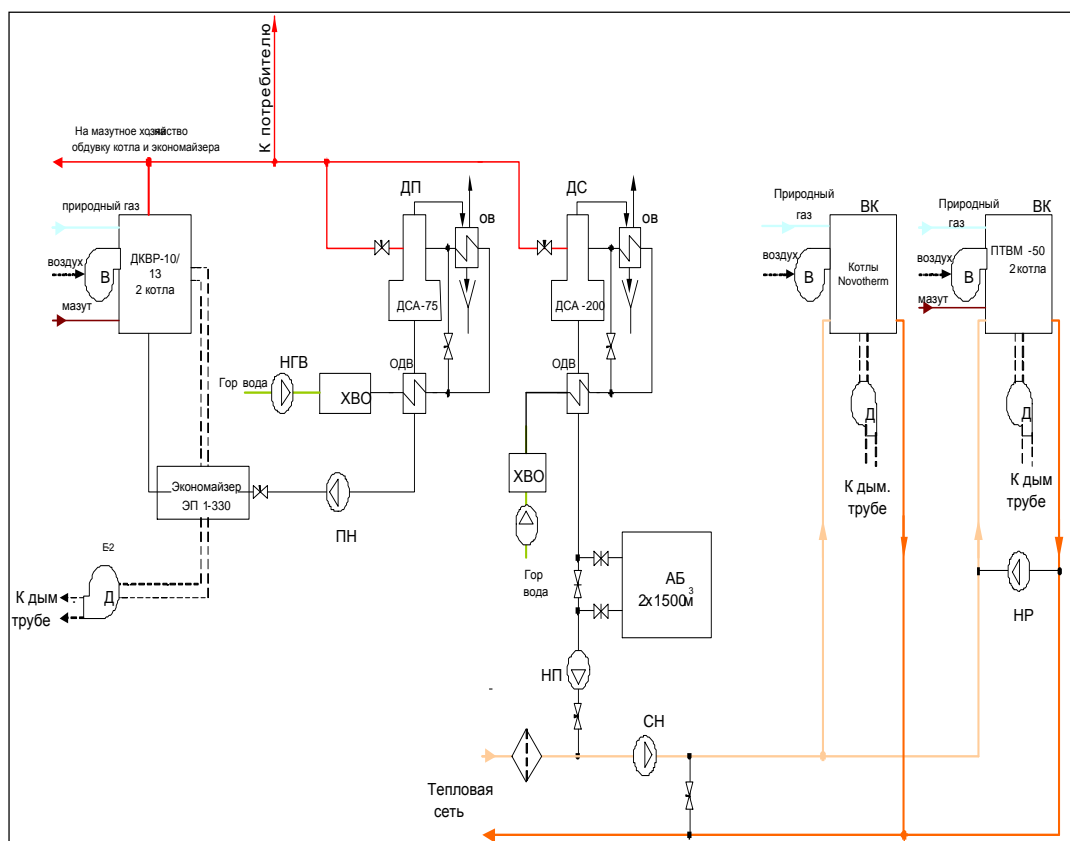


Рисунок 4 - Принципиальная схема городской котельной

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

Установленная тепловая мощность ЛАЭС на 01.01.2024 г. составляет 800 Гкал/ч., в том числе нагрузка на собственные нужды 65 Гкал/час (Здание 601). Установленная тепловая мощность ЛАЭС представлена в таблице 6.

**Таблица 6 – Установленная тепловая мощность ЛАЭС**

Источник теплоснабжения	2023 г.(факт)
Ленинградская АЭС	300 Гкал/ч
Замещающие мощности Ленинградской АЭС (ввод энергоблоков и теплофикационных установок: № 5 - 2018 г., № 6 - 2021 г.)	500 Гкал/ч

Согласно письму ЛАЭС № 9/Ф09050101/6808 от 18.01.2024 г. информация, касающаяся технологических схем, характеристик применяемого на БРТ оборудования является информацией ограниченного доступа.

Существующая водогрейная городская котельная СМУП «ТСП» включается в работу в пиковом режиме, а также на период вывода в ремонт одного из энергоблоков ЛАЭС и в межотопительный сезон в период ремонта БРТ.

Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии СМУП «ТСП» представлены в таблице 7.

**Таблица 7 – Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии СМУП «ТСП»**

Наименование котельной	Адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Количество котлов, шт	Марка котлов, год установки
СМУП «ТСП»	Г. Сосновый Бор, Лен. область, ш. Копорское, 10	119,5	93,6	5	ДКВР 10/13 (1967), ДКВР 10/13 ДКВР (1968) 10/13 (1975) ПТВМ50 (1975) ПТВМ50 (1975)

## 2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

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

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по 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.)»).

Располагаемая тепловая мощность БРТ от находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС на период с 2024 по 2040 год составит:

Год	Располагаемая мощность в сторону СМУП ТСП (вывод БРТ в сторону города), Гкал/час	Нагрузка на собственные нужды ЛАЭС и подключенных потребителей (вывод БРТ в сторону НИТИ), Гкал/час	Производительность источников тепловой энергии Гкал/час	Режим работы энергоблоков, (э/бл в работе)
2024-2030	567	168	735	3,4,5,6
2031-2032	517	233	750	5,6,7
2033-2040	767	233	1000	5,6,7,8

Располагаемая тепловая мощность котельной СМУП «ТСП» составляет 93,6 Гкал/ч. Ограничение тепловой мощности составляют 25,9 Гкал/ч.

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

Данные о выработке, потреблении тепловой энергии на собственные нужды и отпуске тепловой энергии потребителям за трехлетний период, предшествующий актуализации настоящей схемы теплоснабжения, представлены в таблице 8.

**Таблица 8 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным на территории Сосновоборского городского округа за 2023 год**

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, тыс. Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал/год	Вид основного топлива	Расход топлива, т.у.т.
2021 г.						
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	911,268	171,898	739,37	диоксид урана	135414
2	СМУП «ТСП»	20,18386	2,94291	17,241	Газ природный	3058,826
2022 г.						
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	838,799	169,215	669,584	диоксид урана	124646
2	СМУП «ТСП»	28,73172	2,17659	26,55513	Газ природный	4328,631
2023 г.						
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом	871,216	157,515	713,701	диоксид урана	129463



№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, тыс. Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, тыс. Гкал/год	Вид основного топлива	Расход топлива, т.у.т.
	«Ленинградская АЭС»					
2	СМУП «ТСП»	7,33328	0,3909	26,55513	Газ природный	1165,883

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

Проектный ресурс реакторов РБМК-1000 составляет 30 лет. Энергоблоки №3 и №4 были введены в эксплуатацию в 1980 и 1981 гг. На ЛАЭС в период с конца 90-х годов и до 2010 г. последовательно велись работы по модернизации и продлению срока службы энергоблоков. По результатам этих работ ресурс энергоблоков №3 и №4 – продлен до 2030 г. Состав основного оборудования Ленинградской АЭС на 01.01.2024 г. представлен в таблице 2, располагаемая тепловая мощность БРТ от находящихся в эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС на период с 2024 по 2040 гг. приведена в таблице 4 п. 2.1. настоящей Главы.

Данные о годе ввода в эксплуатацию, о дате последнего освидетельствования котлов и годе продления ресурса основного оборудования городской котельной СМУП «ТСП» представлены в таблице 9. Исходя из СО153-34.17.469-2003, нормативный срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет.

**Таблица 9 – Сведения о продлении ресурса основного оборудования городской котельной**

Наименование оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Год продления ресурса
ДКВР 10/13 №2	1967	2020	2024
ДКВР 10/13 №3	1968	2020	2024
ДКВР 10/13 №4	1975	2020	2024
ПТВМ-50 №3	1975	2021	Выведен в капремонт
ПТВМ-50 №4	1975	2019	2023

Несмотря на превышение нормативного срока службы у ряда котлов, они находятся в удовлетворительном техническом состоянии и готовы к производству тепловой энергии в объеме, необходимом для обеспечения качественного теплоснабжения подключенных потребителей в период низких температур наружного воздуха. Данное обстоятельство связано с тем, что эксплуатационным и ремонтным персоналом своевременно проводятся все регламентные работы по текущему и капитальному ремонту оборудования котельных. Но в связи с высоким износом

оборудования ремонтный фонд из года в год увеличивается, что неизбежно сказывается на росте тарифа для потребителей.

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

Ленинградская АЭС обеспечивает теплоснабжение промышленных потребителей Южного планировочного района.

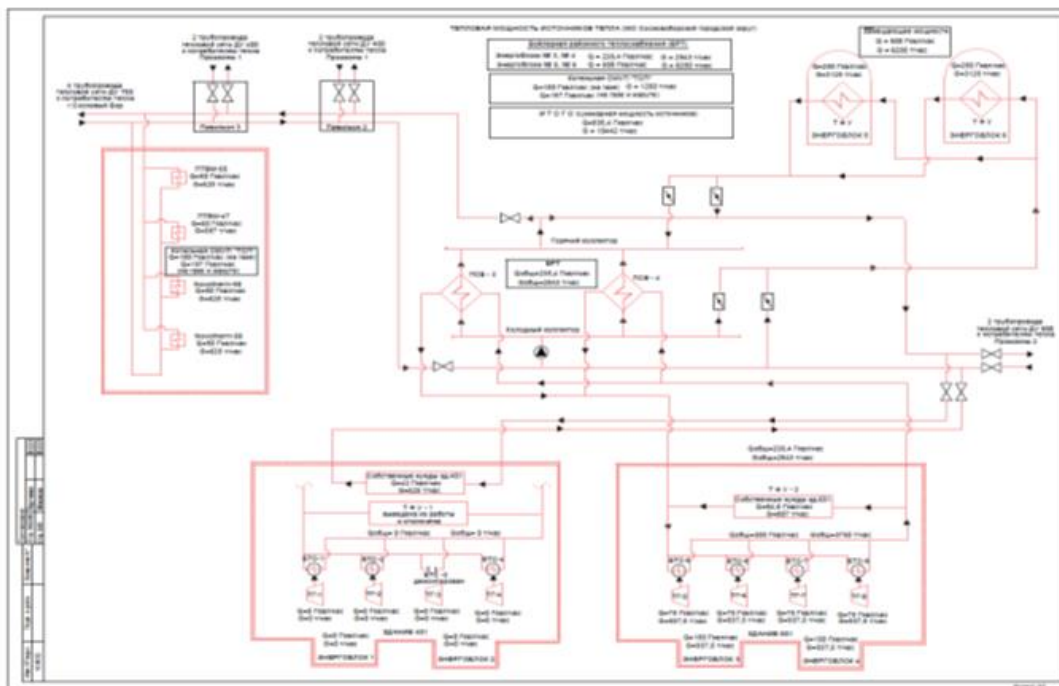
Общая расчетная тепловая нагрузка потребителей Сосновоборского городского округа по двум выводам БРТ (промышленная зона 1 и промышленная зона 2) в 2023 году составляет 534,416 Гкал/час) в том числе:

- потребители тепла городской зоны по выводу 1 БРТ (потребители г. Сосновый Бор и Промышленной зоны 1), Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов) – 366,416 Гкал/час;

- потребители Госкорпорации «Росатома» и Концерн «Росэнергоатом», Промышленной зоны 2, по выводу 2 БРТ - 168 Гкал/час (письмо ЛАЭС № 9/Ф09050101/6808 от 18.01.2024).

При дальнейшем развитии системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа в рассматриваемый период до 2032 г. будет происходить расширение зоны действия основного источника тепла ЛАЭС и городской котельной за счет подключения перспективных потребителей Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов.

Принципиальная схема подачи тепловой энергии от Ленинградской АЭС в сеть приведена на рисунке 5.



**Рисунок 5 - Принципиальная схема подачи тепловой энергии от Ленинградской АЭС в сеть**

*Краткое описание и технические характеристики источников тепла. Описание теплофикационной установки здания 401*

После остановки энергоблоков № 1 и № 2, была также остановлена и выведена из эксплуатации теплофикационная установка здания 401. При этом собственные нужды потребителей тепла здания 401, с подключенной нагрузкой 42 Гкал/час (с расходом 525 т/час) обеспечиваются от БРТ в сторону потребителей Промышленной зоны 2 (рисунок 5).

*Описание теплофикационной установки здания 601*

Теплофикационная установка предназначена для передачи тепла БРТ, а также для отопления помещений в здания 601 и зданий, расположенных на территории промплощадки Ленинградской АЭС. В качестве теплоносителя для здания 601 и промплощадки применяется сетевая вода, нагретая в сетевых подогревателях (СП) водой промконтура.

Для БРТ теплоносителем является промконтурная вода. Вода промконтура нагревается в БТС паром от отборов турбины или паром от БРУ-Д, при этом:

- для бойлерных установок ТГ-5,6,7,8 (при номинальной нагрузке на ТГ):
- на БТС-1 подается пар от пятого отбора;

$P=0,42$  ати,  $T=109^{\circ}\text{C}$ ; на БТС-2 подается пар от четвертого отбора:  $P=2,48$  ати  $T=138^{\circ}\text{C}$ ; на БТС-3 подается пар от третьего отбора -  $P=5,32$  ати,  $T=160^{\circ}\text{C}$ ;

на БТС-4 (пиковый) подается пар от второго отбора -  $P= 10,5-5-11$  ати,  $T=185^{\circ}\text{C}$ ; или пар от БРУ-Д,  $P=12$  ати,  $T=210^{\circ}\text{C}$ .

Тепловая производительность четырех БТС одной турбины при номинальной нагрузке - 75 Гкал/час.

Для обеспечения радиационной безопасности от возможного проникновения радиоактивных изотопов, находящихся в греющем паре, в сетевую воду, схема теплоснабжения выполнена трехконтурной:

- 1-м контуром являются: трубопроводы пара от отборов турбины или БРУ-Д к БТС, трубопроводы сдувки, трубопроводы конденсата, греющего пара с БТС;
- 2-м контуром являются: трубопроводы и оборудование по промконтурной воде;
- 3-м контуром являются: трубопроводы и оборудование по сетевой воде.

При этом давление воды в промконтуре поддерживается всегда выше максимально возможного давления пара в БТС на 1,5-2,0 кгс/см<sup>2</sup>.

В состав теплофикационной установки входят:

- система трубопроводов по сетевой воде;
- система трубопроводов по промконтурной воде.

Четыре сетевых подогревателя (СП), предназначенных для нагрева сетевой воды, циркулирующей по трубному пучку, водой промконтур, циркулирующей по межтрубному пространству. Движение среды в СП - противоток.

Два сетевых насоса (СН), предназначенных для создания циркуляции в трубопроводах теплосети.

**Таблица 10 – Технические характеристики агрегатов: 2СН-1, 2СН-2**

Тип	Ед. изм.	ЦН-400-105
<b>2СН-1</b>		
Производительность	м <sup>3</sup> /час	400
Напор	м. вод. ст.	105
Число оборотов	об/мин	1475
<b>2СН-2</b>		
Тип		Д630-90
Производительность	м <sup>3</sup> /час	630
Напор	м. вод. ст.	90
Число оборотов	об/мин	1475
Электродвигатели насосов	однотипные:	
Тип		А3-315М-4У3
Мощность	кВт	200
Число оборотов	об/мин	1470
Напряжение	В	380/660
Ток	А	342/205

Два насоса промконтур теплосети (НПКТ) предназначены для создания принудительной циркуляции воды в промежуточном контуре теплосети. Тип насоса - СЭ-800-100.

Насос центробежный, горизонтальный, спирального типа, двухступенчатый с колесами двойного входа имеет следующие технические характеристики:

- Подача, м<sup>3</sup>/ч - 800

-Напор, м.в.ст. - 100

Допустимый кавитационный запас:

-на входе, м.в.ст.- 5,5

Мощность, потребляемая насосом, кВт - 275

Скорость вращения, об/мин - 1500

Два насоса подпитки теплосети (НПТС), предназначенные для подачи деаэрированной воды от деаэратора подпитки ДТ в теплосеть для восполнения потерь теплоносителя.

**Таблица 11 – Технические характеристики агрегатов**

Тип насоса	КС-12-110/4
Подача, м <sup>3</sup> /ч	12
Напор, м.вод.ст.	ПО
Электродвигатель	А-2-51-2
Напряжение, В	380
Скорость вращения, об/мин	2900
Мощность, кВт	10

Два насоса подпитки промконтур теплосети (НПП), предназначенные для поддержания уровня воды в КОТ и восполнения потерь теплоносителя в промконтуре деаэрированной водой из ДП.

Тип насоса: 2, 3 ПТ-12,5/2,5Д2-В2. Агрегат состоит из трехплунжерного насоса, электродвигателя, смонтированных на общей фундаментной раме. Передача крутящего момента от электродвигателя к насосу осуществляется через редуктор.

На бойлерных установках ТГ-5 - 8 установлено по 4 бойлера промконтур теплосети на каждой, предназначенные для нагрева промконтурной воды паром от отборов турбин и БРУ-Д:

- по 2 бойлера теплосети БТС-1,2 (типа ПН-800-29) вертикальные, пароводяные, кожухотрубные теплообменники поверхностью нагрева 800 м<sup>2</sup>, на рабочее давление по промконтур - 22 кгс/см<sup>2</sup> и по пару - 6 кгс/см<sup>2</sup> с расходом 920 т/ч;

- по 2 бойлера теплосети БТС-3,4 (типа ТЛ-25), вертикальные, пароводяные, теплообменники поверхностью нагрева 529 м<sup>2</sup> на рабочее давление по промконтур - 22 кгс/см<sup>2</sup> и по пару - 12 кгс/см<sup>2</sup> с расходом 950 т/ч.

Два клапана Ту-1221 и Ту-1231 аварийного сброса сетевой воды в сливной циркуловод КНД-52, предназначенные для снижения давления в трубопроводах теплосети до рабочего при его повышении выше установленных значений.

Задвижки ПКТС-1, ПКТС-2: рассечные задвижки, установленные на "прямом" и "обратном" трубопроводах промконтур между БТС ТГ-5 и БТС ТГ-6. Предназначены для раздельной работы промкомконтур теплосети здания 601 и БРТ.

ДП-1 - деаэратор с рабочим давлением  $P=1,2$  ата, предназначен для удаления коррозионноактивных газов из химобессоленной воды, идущей на подпитку промконтра теплосети и парогенераторов.

2ДТ-1 - деаэратор с рабочим давлением  $P=1,2$  ата, предназначен для удаления коррозионноактивных газов из химобессоленной воды, идущей на подпитку теплосети и парогенераторов.

Оборудование промконтра здания 601 и здания 700 могут работать в трех режимах:

- раздельный (индивидуальный). При этом режиме трубопроводы промконтра рассечены задвижками ПКТС-2, ПКТС-1, установленными на прямом и обратном трубопроводах промконтра между БТС ТГ-5 и ТГ-6. Нагрев промконтурной воды для здания 601 осуществляется от бойлеров ТГ-5, а нагрев промконтурной воды для БРТ осуществляется от бойлеров ТГ-6-8. Режим работы вспомогательный, аварийный;

- параллельный (основной). При этом режиме насосы промконтуров здания 601 и здания 700 работают на общие магистральные трубопроводы. В этом режиме задвижки ПКТС-1,2 открыты, 2КОТ-1 в работе с отключенными ТЭН;

- режим с отключенной ТУ здания 601, при котором оборудование промконтра теплосети (2СН, 2СП, 2НПКТ, 2НПТС, 2КОТ-1) выключены из цикла работы. При этом отопление здания 601 и соседних зданий осуществляется от БРТ.

Режим работы промконтра теплосети для снабжения города и промышленной зоны находится в оперативном ведении НСБРТ. Его указания и оперативные распоряжения в этой части НСТЦ являются обязательными для выполнения.

При возникновении разногласия между НСБРТ и НСТЦ окончательное решение по режиму работы промконтра принимает НСС, которому в оперативном отношении подчинены НСБРТ и НСТЦ.

Режим работы БТС и теплофикационной установки находится в оперативном ведении НСС и НСТЦ.

Для изменения режимов работы и решения других вопросов между НСТЦ и НСБРТ существует оперативная связь.

При возникновении аварийной ситуации на блоках, режимы работы промконтра и теплосети определяет НСС, НСТЦ.

Примечание - Скорость изменения температуры оборудования и трубопроводов промконтра не должна превышать  $30^{\circ}$  С в час во всех случаях заполнения, прогрева, включения в работу, подъема параметров промконтра теплосети.

*Описание промконтра БРТ*

Промконтур БРТ предназначен для передачи тепла нерегулируемых отборов турбин через БТС здания 601 сетевой воде в ПСВ здания 700. Наличие промконтура в схеме теплоснабжения вызвано необходимостью обеспечения радиационной безопасности, то есть предотвращения возможного проникновения радиоактивных изотопов, находящихся в греющем паре, в сетевую воду.

В качестве теплоносителя используется химобессоленная вода с рабочим давлением 22,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Подготовку системы промконтурной воды к пуску, пуск в работу, контроль и обслуживание ее во время работы, вывод в ремонт и из ремонта в резерв производится инженером с ДЩУ, МНУ и СОТС - по месту на второй очереди промконтура, согласно распределению обязанностей по своей должностной инструкции.

Режим работы промконтура теплосети находится в оперативном управлении начальника смены бойлерной районного теплоснабжения ТЦ (НСБРТ) в пределах поддержания заданного гидравлического режима и температурного графика теплосети, а также при аварийных ситуациях на оборудовании БРТ, связанных с изменением режима работы промконтура. Его указания и оперативные распоряжения в этой части начальнику смены турбинного цеха (НСТЦ - 2) являются обязательными для выполнения.

#### Краткая техническая характеристика оборудования

В состав системы промконтура входят:

Система трубопроводов промконтурной воды, запорная и регулирующая арматура. Объем промконтура БРТ 2 очереди - 3640 м<sup>3</sup>.

Бойлера промконтура теплосети (БТС) для 2 очереди БРТ, расположенных в здания 601, по 4 шт. на каждой турбоустановке. Два блока подогревателей сетевой воды (ПСВ) типа ТС-800 по четыре теплообменника последовательно соединенных в каждом блоке. ПСВ предназначены для передачи тепла от промконтурной воды, проходящей в межтрубном пространстве, сетевой воде, поступающей в трубное пространство теплообменников из теплосети.

**Таблица 12 - Параметры**

Рабочее давление:	Значения
-по сетевой воде	11 кгс\см <sup>2</sup> ;
-по промконтурной воде	22,5 кгс\см <sup>2</sup> .
Температура среды:	
- по сетевой воде	40-70°С;
	70-150°С;
-по промконтурной воде	90-170°С;
	60- 90°С.

Расход теплоносителя:

- по промконтурной воде - 1875 т/ч

- по сетевой воде - 1875 т/ч

Установленная мощность каждого блока ПСВ составляет 150 Гкал\ч.

Насосы промконтурной воды (НПК) в количестве 5 шт., предназначены для обеспечения циркуляции воды в трубопроводах промконтура.

Насос	Электродвигатель
Тип: ЦНСА 700-140-В	Тип: 4А3М-500\6000 УХЛ4
Q=920 м <sup>3</sup> \ч	N=500 кВт
H=76 м в.ст.	U=6000В
R <sub>мах всас</sub> =22,5 ати при стоянке	J=56,4А
R <sub>мах всас</sub> =16,0 ати при работе	n=2970 об\мин

Система подпитки промконтура, в которую входят:

Два бака запаса химобессоленной воды (БЗО) под азотной подушкой. Азот подается из здания 430а. Заполнение БЗО производится деаэрированной (химобессоленной) водой из деаэратора 1,2 ата, здания 401.

4 насоса подпитки (НПП) на вторую очередь промконтура;

Насос	Электродвигатель
Тип: ЭПН-16\3506ОМ5	Тип: АН-81-20М5
Q=16м <sup>3</sup> \ч	N=29 кВт
H=350 м в.ст.	V=380В
R <sub>мах всас</sub> =5,0 ати	J=72,2 А
R <sub>всас</sub> =0,1 ати	n=3000 об\мин

Два насоса аварийной подпитки (НПА) п\к предназначенных для заполнения п\к во время пуска и подпитки при аварийных утечках промконтурной воды.

Насос	Электродвигатель
Тип: КСВ-200-220	Тип: ВА-12-41-4
Q=200 м <sup>3</sup> \ч	N=500 кВт
H=220 м в.ст.	U=6000В
R <sub>мах всас</sub> =10,0 ати	J=29,2 А
R <sub>всас</sub> =0,25 ати	n=1480 об\мин

Насос рассчитан на перекачку воды с температурой не более, чем 125°С. Расход воды – 200 м<sup>3</sup>\ч.

Подпиточный деаэратор 1,2 ата, типа ДА-50 в здания 401 (ДТ-12), предназначенный для удаления кислорода и других коррозионно-активных газов



(деаэрация) из химически обессоленной воды, идущей на заполнение и поддержание рабочего уровня в баках химически обессоленной воды (БЗО). Производительность головки деаэратора 50 м<sup>3</sup>/ч, полный объем бака деаэратора 17,5 м, рабочий объем 15 м.

Два насоса заполнения баков (НЗБ) в здания 401, предназначенных для поддержания уровня в баках БЗО, (сооружение 711), путем перекачки воды из ДТ-12 в БЗО с температурой не более 80°С.

Насос	Электродвигатель
Тип: К- 45/55	Тип: 4АМ-160-52-УЗ
Q=45м <sup>3</sup> /h	N=10,5 кВт, U=220/380В
H=55мв.ст.	J=50/29 А, п= 2900 об/мин

Система опорожнения прямого и обратного трубопроводов промконтур в которую входят трубопровод Ду=125 с арматурой, смонтированной на всем протяжении трубопровода от здания 401 до 700.

При повышении норм радиоактивности промконтурной воды система промконтур останавливается, дренирование проводится в дренажный бак трапных вод.

Расход промконтурной воды должен быть равен расходу нагреваемой им сетевой воды и соответствовать пропускной способности включенных в работу групп БТС в здания 601. Температура промконтурной воды должна соответствовать условиям нагрева сетевой воды по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха.

Рабочий температурный диапазон:

- прямой промконтур 90 + 170°С;
- обратный промконтур 60 + 90°С.

Температурный перепад на трубных досках ПСВ должен быть не более  $\Delta t=20^{\circ}\text{C}$ , что достигается при равенстве расходов промконтурной и сетевой воды.

Рабочее давление промконтур - 22.5 кгс/см<sup>2</sup>, при этом должны соблюдаться условия радиационной безопасности:

- давление промконтурной воды на выходе из БТС должно быть выше давления пара на величину, не менее чем 6 кгс\см<sup>2</sup>;
- давление промконтурной воды в ПСВ должно быть выше давления сетевой воды не менее, чем на 4 кгс\см<sup>2</sup>.

Рабочее давление в КОП - 22.5 кгс/см<sup>2</sup>, рабочий уровень воды - 1,8 м (от днища).

Рабочий уровень ХОВ в БЗО - 8,5 ± 0,5м, установлен из расчёта обеспечения стабильной азотной подушки.

Расход подпиточной воды промконтура должен составлять не более 5 м<sup>3</sup>/ч (без рециркуляции). Увеличенная подпитка указывает на неплотности в оборудовании и трубопроводах.

#### *Краткое описание бойлерной районного теплоснабжения*

Промконтур ПК-2 (ПК-1 остановлен и выведен из работы) представляет собой замкнутый контур, по которому циркулирует вода. Циркуляция теплоносителя в ПК – 2 создается насосами промконтурной воды (НПК). В здании 601 ЛАЭС расположены бойлеры теплосети (БТС), которые обогреваются паром от нерегулируемых отборов турбогенераторов (ТГ). На каждый турбоагрегат приходится по 4 бойлера БТС.

В систему сетевой воды БРТ входят: трубопроводы сетевой воды, запорная и регулирующая арматура; 2 блока подогревателей сетевой воды ПСВ-1 и ПСВ-2 типа ТС-800 (ТС-800 – горизонтальный, одноходовой аппарат). В каждый блок входит по 4 теплообменника, включенных в работу последовательно.

После остановки и вывода из эксплуатации энергоблоков №1 и №2 (здания 401) была проведена реконструкция БРТ. При этом 2 блока подогревателей сетевой воды ПСВ-1 и ПСВ-2, получающих тепло от ТФУ здания 401, были демонтированы. На освобожденном месте был смонтирован узел «рассечки» с запорной арматурой и регуляторами расхода с запорно – регулирующей арматурой теплоносителя для получения тепла от введенных в эксплуатацию энергоблоков № 5 и №6.

ПСВ предназначен для передачи тепла от воды промконтура, проходящей в межтрубном пространстве, сетевой воде, поступающей в трубное пространство теплообменника из теплосети.

Направление движения греющей и нагреваемой воды – противоточное. Поверхность теплообмена – 775 м<sup>2</sup>. Рабочее давление: по сетевой воде на выходе – 11 кгс/см<sup>2</sup>; по промконтурной – 22,5 + 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Температура среды: по сетевой воде вход - 40-70 °С, выход 70-150 °С. По промконтурной воде вход - 60-90 °С, выход - 90-170°С.

Пять сетевых насосов первого подъема (7НСТ 11-15) предназначены для обеспечения циркуляции сетевой воды через ПСВ и в трубопроводах теплосети.

Насосы 7НСТ 11-15 – конденсатные, вертикального исполнения, двухступенчатые. Характеристика насосного оборудования (паспортные данные) представлена в таблице 13.

**Таблица 13 – Характеристика насосного оборудования (паспортные данные)**

Насос	Электродвигатель
Тип КсВ 2200-100	тип АВКА 1000К/1500УХЛ4ПВ
Q=2200 м <sup>3</sup> /час	N=10 кВт

Насос	Электродвигатель
H=100 м.в.ст.	U=6000 в
n=1480 об/мин	J=113.1 а
P максимально допустимое на всасе – 10 кгс/см <sup>2</sup> .	С картерной автономной системой смазки подшипников маслом Т (Тп)-22
Допускаемый кавитационный запас не более 4,5 м (0,45 кгс/см <sup>2</sup> )	Емкость верхней маслованны – 9л, нижней – 75л.
T°С перекачиваемой воды не выше 80°С (на всасе)	T°С охл.воды $5 \leq t \leq 33^{\circ}\text{C}$
	Имеет контроль: Т вкладышей верхнего и нижнего подшипника макс. 80°С. Т сегментов подпятника макс.80°С. Т активной стали макс. 120°С. Т обмотки статора макс. 120°С. Т воздуха на выходе из в/о не более 40°С.

Примечание - Между всасывающим и напорным коллекторами насосов 7НСТ 11-15 смонтирована перемычка Ду 400 с обратным клапаном и задвижкой с ручным приводом.

Допускается кратковременная эксплуатация насоса при температуре сетевой воды 100°С.

В соответствии с проектом смонтированы 3 сетевых насоса второго подъема (7НСТ 22-24).

Насосы 7НСТ 22-24 – горизонтальные, центробежные, одноступенчатые, с двухсторонним всасом рабочего колеса. Характеристика насосного оборудования (паспортные данные) представлена в таблице 14.

**Таблица 14 – Характеристика насосного оборудования (паспортные данные)**

Насос	Электродвигатель
Тип: СЭ-2500-60	Тип: А-4-400Х-4
Q=2500м <sup>3</sup> /час	N=500 кВт
H=60 м.в.ст.	U=6000в
П=1500 об/мин.	J=58а
P максимально допустимое на всасе – 11 кгс/см <sup>2</sup>	
P минимально допустимое на всасе – 1,2 кгс/см <sup>2</sup>	
T°С перекачиваемой воды не более – 180°С	

В систему подпитки тепловой сети входят:

2 бака запаса сетевой воды (БЗС) 7БЗС-11,12 предназначенные для компенсации суточной неравномерности работы системы горячего водоснабжения потребителей. Для защиты от насыщения воды кислородом в баки подается «чистый» пар по паропроводам от парогенераторов здания 401.

БЗС – бак металлический, цилиндрический с диаметром 15,28 м, вертикальный, полезный объем 2000 м<sup>3</sup>, полная высота – 13,0 м, рабочая высота – 11,5 м.

Вода для пополнения БЗС поступает из всасывающего коллектора насосов НПВ во время минимального водоразбора в теплосети.

Пять насосов подпиточной воды (7НПВ 01-05) предназначены для подпитки тепловой сети.

Насосы НПВ подключены к бакам БЗС и через регуляторы 7ТП-7/05 Ду=250 и 7ТП-7/06 Ду=250 подают теплоноситель в обратный коллектор сетевой воды.

Регулятор 7ТП-7/05 совместно с регулятором 7ОС-7/06 поддерживают давление в «нейтральной точке» тепловой сети  $P_n = 5,7 \text{ кгс/см}^2$  на отметке «0» здания 700.

Для поддержания режима теплосети в контроллере (РЕМИКОНТ) выполнена схема гидравлического имитатора и математического расчета величины «нейтральной точки» (статического давления системы).

Схема предназначена для обеспечения в тепловой сети необходимого давления при изменении водоразбора и при нештатных ситуациях на оборудовании и трубопроводах системы.

В соответствии с проектом 0178-АТП-08 в павильоне №6 на прямом трубопроводе выполнен монтаж регулятора перепада давления 4ПС-6П/5, который предназначен для стабилизации перепада давлений у потребителей тепловой энергии, подключенных от этого павильона.

Расход сетевой воды (в соответствии с требованием паспорта на ПСВ и инструкции по эксплуатации) должен быть равен расходу греющей её промконтурной воды, для равномерного распределения теплового потока в теплообменниках. Расход сетевой воды должен соответствовать пропускной способности включенных в работу групп БТС в здания 401, 601.

Температурный перепад на трубных досках ПСВ должен быть не более  $\Delta t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ , что достигается при равенстве расходов промконтурной и сетевой воды.

Температура сетевой воды должна соответствовать температурному графику 165/70  $^\circ\text{C}$  со срезкой до 128  $^\circ\text{C}$  в зависимости от температуры наружного воздуха. Гидравлический режим теплосети задается СМУП «ТСП». Проектное рабочее давление в подающем трубопроводе теплосети – 11  $\text{кгс/см}^2$  (при работе только насосов 1 подъема) в режиме циркуляции и 5,7  $\text{кгс/см}^2$  в статическом режиме. Давление в обратном трубопроводе магистральных теплосетей в режиме циркуляции поддерживается регуляторами подпитки в автоматическом режиме исходя из заданного давления в нейтральной точке  $P_n = 5,7 \text{ кгс/см}^2$  на отметке + 0 здания 700. Давление в «нейтральной точке» рассчитано из условия не вскипания теплоносителя при прекращении циркуляции. Рабочий диапазон давлений в обратном трубопроводе 1,8-2,2  $\text{кгс/см}^2$ .

При заданном расходе сетевой воды отклонение от заданного режима не должно превышать:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть на +3%;
- по давлению воды в подающем трубопроводе +5%;
- по давлению в обратном трубопроводе + 0,2  $\text{кгс/см}^2$ .

Среднесуточная температура обратной воды из тепловой сети не должна превышать заданную более чем на 2°C.

Рабочий уровень воды в БЗС от 3 до 9 метров, избыточное давление пара (паровой подушки) 100-200 мм.в.ст.

Перепад давлений на грязевике обратного трубопровода не должен превышать более 1 кгс/см<sup>2</sup>.

Теплообменник ПСВ должен эксплуатироваться на параметрах, не превышающих расчетные:

- давление: сетевая вода 19,36 кгс/см<sup>2</sup>, промконтур 26,5 кгс/см<sup>2</sup>;
- температура (при температуре наружного воздуха – 26 °С): сетевая вода на входе не более 70 °С, на выходе 150+2 °С; промконтур на входе не менее 170 °С, на выходе 90+2 °С;
- расход, как сетевой воды, так и промконтур 1875 ± 50 м<sup>3</sup>/час;
- гидравлическое сопротивление блока теплообменников при расходе 1875 м<sup>3</sup>/час не более 1 кгс/см<sup>2</sup> по сетевой и промконтурной воде;
- тепловая мощность каждого теплообменника составляет 150 Гкал/час.

В здании 601 от каждого из турбогенераторов № 5,6,7,8 получает отборный пар группа БТС. Общая мощность группы из 4-х БТС одного турбоагрегата составляет 75 Гкал/час.

Суммарная тепловая мощность всех бойлеров тепловой сети БТС, расположенных в здании 601, составляет 300 Гкал/час.

Промконтурная вода проходит по трубным пучкам БТС, отбирая тепло пара. Нагретая промконтурная вода поступает в подогреватели сетевой воды ПСВ, где передает тепло сетевой воде путем теплообмена. Циркуляция сетевой воды создается насосами сетевой воды НСВ. Сетевая вода подается в магистральные трубопроводы тепловой сети по двум выводам БРТ с располагаемым напором порядка 90 м.вод.ст. (Робр=2,0 кгс/см<sup>2</sup>; Рпр=11,0 кгс/см<sup>2</sup>).

По требованию технологической инструкции БРТ, расходы циркуляции через ПСВ промконтурной и сетевой воды должны быть равны, для равномерного распределения теплового потока в теплообменниках.

Регулирование отпуска тепла в течение отопительного сезона осуществляется в бойлерных ЛАЭС регуляторами температуры промконтурной воды по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с температурой наружного воздуха, согласно заданию теплоснабжающей организации СМУП «ТСП». Температурный график теплосети в сторону города и промышленной зоны (по выводу БРТ-1 и БРТ-2) в соответствии с проектом –150/70°C (со срезкой на 130°C), а с 2002 года

температурный график в сторону города и промышленной зоны 1 (по выводу БРТ-1) 165/70 °С (со срезкой на 128°С), для потребителей городской зоны принят температурный график 150/70 °С.

После проведения 2 этапа реконструкции БРТ планируется переход на проектный температурный график работы теплосети в сторону города и Промышленной зоны 1 –150/70 °С.

Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе по выводам БРТ-1 и БРТ-2 могут иметь различные значения. Это в основном связано с тем, что теплоотпуск ЛАЭС не одинаков, а также различно теплоснабжение по выводам БРТ-1 и БРТ-2. Регулирование температуры по выводам осуществляется за счет перераспределения потоков сетевой воды по группам теплообменников ПСВ путем дросселирования потока теплоносителя, либо за счет перепуска части сетевой воды помимо теплообменников, а также за счет изменения циркуляции промконтурной воды.

БРТ получает тепло от промконтура ПК-2 соответственно и подают его на системы теплоснабжения зданий 401 и 601.

Горячее водоснабжение потребителей, подключенных к выводам БРТ, осуществляется по открытой схеме. Для подпитки тепловых сетей используется хоз. питьевая вода. Подготовка подпиточной воды осуществляется на деаэрационно-подпиточной установке, размещенной в здании бойлерной. Вода, насосами сырой воды НСР, подается к теплообменникам сырой воды ПСР, где температура исходной воды повышается до 35°С и направляется на ХВО. Нагрев исходной воды в теплообменниках производится деаэрированной водой с температурой 45°С. Химочищенная вода после ХВО поступает на декарбонизаторы Д, где освобождается от СО<sub>2</sub> и сливается в баки декарбонизированной воды БДВ. Производительность одного декарбонизатора 550 м<sup>3</sup>/час. Из баков БДВ вода подается насосами декарбонизированной воды НДВ в вакуумные деаэраторы. Температура деаэрации составляет 45°С при абсолютном давлении 0,098 атм (74,5 мм.рт.ст.). В качестве греющего потока принята сетевая вода после подогревателей ПСВ. Вакуум поддерживается вакуумными насосами НВА. Деаэрированная вода поступает в промежуточный бак БПД, откуда подается насосами НДК в теплообменники, где охлаждается до температуры 25°С и далее поступает на всас подпиточных насосов НПВ и в баки аккумуляторы.

*Краткое описание оборудования теплофикационной установки замещающих мощностей Ленинградской АЭС*

В состав теплофикационной установки входят:

- насосы сетевой воды NDC11AP001, NDC12AP001, NDC13AP001, NDC14AP001;

- подогреватели сетевой воды первой ступени NAD11AC001, NAD12AC001;
- подогреватели сетевой воды второй ступени NAD21AC001, NAD22AC001;
- подогреватели сетевой воды третьей ступени (пиковые) NAD31AC001, NAD32AC001;
- фильтры на всасе насосов сетевой воды NDB11AT001, NDB12AT001, NDB13AT001, NDB14AT001;
- трубопроводы и арматура.

Теплофикационная установка теплопроизводительностью 300 МВт состоит из двух параллельных групп подогревателей сетевой воды (ПСВ), каждая из которых включает в себя три ступени подогревателей. Сетевая вода расходом 3190 т/ч подается к подогревателям сетевой воды (ПСВ) насосами сетевой воды из обратного коллектора, в который сетевая вода возвращается от потребителей. Расход сетевой воды на потребителей площадки составляет 413,29 т/ч (входит в общий расход 3190 т/ч).

Для подогрева сетевой воды подводится пар из отборов турбины: к ПСВ первой ступени – из пятого отбора (совмещен с отбором на ПНД-3), к ПСВ второй ступени – из четвертого отбора (совмещен с отбором на ПНД-4); к пиковым подогревателям - из третьего отбора (совмещен с отбором на деаэрактор). Пиковые подогреватели имеют резервный подвод греющего пара из коллектора собственных нужд на случай, когда при снижении мощности турбины давление в третьем отборе ЦВД не сможет обеспечить требуемую температуру сетевой воды.

Для осуществления регулирования температуры прямой сетевой воды на байпасах групп ПСВ установлены регулирующие клапаны.

Предусмотрено отключение каждой группы ПСВ по пару и воде с перепуском сетевой воды по байпасной линии. На байпасе последовательно расположены запорная арматура и регулирующий клапан температуры сетевой воды. ПСВ второй и третьей ступени имеют индивидуальное отключение и байпасы с запорной арматурой. По пару может быть отключен каждый ПСВ.

Конденсат греющего пара каскадно сливается из подогревателя третьей ступени в подогреватель второй ступени, из него в подогреватель первой ступени. На каждом трубопроводе слива конденсата установлен регулирующий клапан уровня в подогревателе. ПСВ первой ступени выполнен со встроенным охладителем конденсата. Охлажденный конденсат направляется в конденсатор турбины.

После трехступенчатого подогрева сетевая вода поступает в коллектор прямой сетевой воды для подачи внешним потребителям АЭС и потребителям промплощадки.

Сразу после сетевых подогревателей третьей ступени начинается участок локализации, который заканчивается двумя последовательно установленными

отсечными задвижками 00NDA30 AA101, 00NDA30 AA102, которые закрываются при превышении допустимой величины объемной активности в сетевой воде. Для контроля радиоактивности прямой сетевой воды осуществляется отбор проб из коллектора прямой сетевой воды.

#### Городская котельная СМУП «ТСП»

Городская котельная СМУП «ТСП» не является источником комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

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

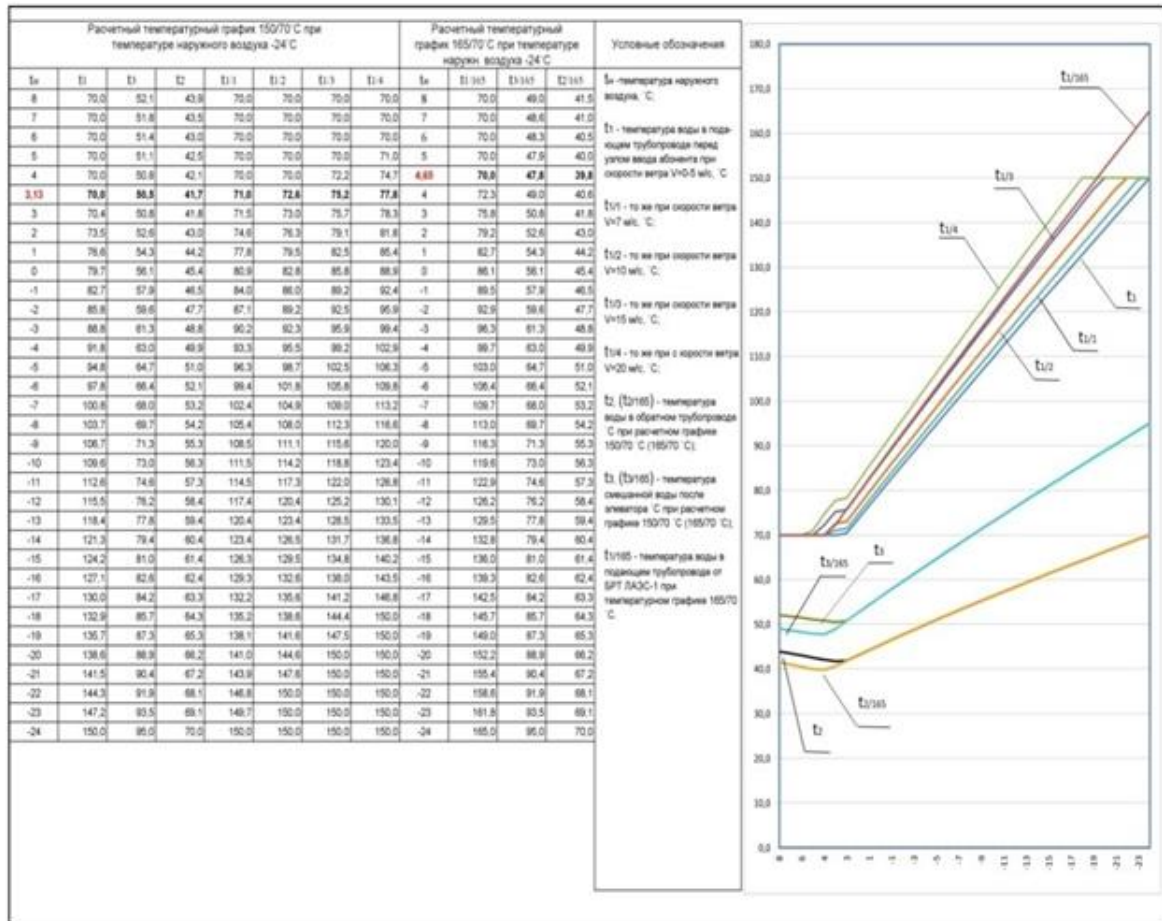
Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии в системах теплоснабжения является обеспечение надежного теплоснабжения потребителей.

Регулирование отпуска тепла в течение отопительного сезона осуществляется в бойлерных ЛАЭС регуляторами температуры промконтурной воды по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с температурой наружного воздуха, согласно заданию теплоснабжающей организации СМУП «ТСП». Температурный график представлен на рисунке 6. Температурный график теплосети в сторону города и промышленной зоны (вывода БРТ-1 и БРТ-2) в соответствии с проектом  $-150/70$  °С (со срезкой на 128 °С), а с 2002 года температурный график в сторону города и промышленной зоны 1 (по выводу БРТ-1)  $165/70$ °С (со срезкой на 128°С).

На котельной СМУП «ТСП» перед подачей тепловой энергии в сети городской зоны осуществляется понижение температуры в подающем трубопроводе до проектного графика  $-150/70$ °С (со срезкой на 128°С) путем подмеса обратной сетевой воды.

Регулирование температуры по выводам БРТ-1 и БРТ-2 осуществляется за счет перераспределения потоков сетевой воды по группам теплообменников подогревателей сетевой воды путем дросселирования потока теплоносителя, либо за счет перепуска части сетевой воды помимо теплообменников, а также за счет изменения циркуляции промконтурной воды.





**Рисунок 6 - Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии от ЛАЭС**

## 2.8.Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования Ленинградской АЭС определяется количеством часов работы энергоблоков исходя из графика ремонтов.

### Городская котельная СМУП «ТСП»

Большая наработка котлов ДКВР-10/13 №3 и ПТВМ-50 №4 связана с большим остаточным ресурсом по сравнению с котлом ПТВМ-50 №3.

## 2.9.Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

### Ленинградской АЭС

На БРТ Ленинградской АЭС в сторону промышленной зоны 1 установлен один коммерческий узел учета тепловой энергии и теплоносителя, расположен на границе балансовой принадлежности со СМУП «ТСП».

От БРТ Ленинградской АЭС в сторону промышленной зоны 2 установлены 2 технологических узла учета тепловой энергии и теплоносителя. В настоящее время все узлы учета, установленные на БРТ, принадлежат АО «Концерн Росэнергоатом».



Кроме коммерческих узлов учета на Ленинградской АЭС установлены 115 технологических узлов учета тепловой энергии и теплоносителя для учета тепловой энергии по подразделениям предприятия.

*Городская котельная СМУП «ТСП»*

Расчеты за тепловую энергию и теплоноситель, полученные СМУП «ТСП» от Ленинградской АЭС, производятся на основании показаний находящегося в собственности Ленинградской АЭС коммерческого узла учета, установленного на границе балансовой принадлежности (в БРТ). Расчеты за тепловую энергию и теплоноситель, отпущенные от СМУП «ТСП» потребителям», производятся на основании показаний коммерческих узлов учета потребителей тепла и по расчетным нагрузкам.

**2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

По состоянию на 01.01.2024 г. сведения об отказах оборудования Ленинградской АЭС отсутствуют или не предоставлены.

На городской котельной СМУП «ТСП» отказов в работе оборудования не зарегистрировано.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии Сосновоборского городского поселения отсутствуют.

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

На территории Сосновоборского городского поселения источники, поставляющие электрическую энергию в вынужденном режиме, отсутствуют.

### **2.13. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В настоящее время разработан проект на модернизацию бойлерной районного теплоснабжения ЛАЭС.

Госкорпорация «Росатом» 06.06.2023 года выдала АО «Концерн Росэнергоатом» разрешение на первый этап строительства энергоблоков № 7 и № 8 Ленинградской АЭС2). Срок действия разрешения определен в 5 лет, до 6 ноября 2028 года.

Расчетная располагаемая мощность Ленинградской АЭС до 2030 года составит – 800 Гкал/час, на 2031-2032 гг. – 750 Гкал/час, на 2033 и далее – 1000 Гкал/час.

### **Часть 3. Тепловые сети муниципального образования, сооружения на них**

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

##### *Описание тепловых сетей промышленной зоны 1 (БРТ ЛАЭС – СМУП «ТСП»)*

От вывода БРТ в сторону города Сосновый Бор до распределительного коллектора, расположенного в здании 720, проложена двухтрубная теплотрасса с внутренним диаметром Ду-1000 мм протяженностью 6585 м. Прокладка теплотрассы – надземная. Тип изоляции – минеральная вата. Покрывной слой – рубероид.

Толщина изоляции на подающем трубопроводе – 80 мм; на обратном трубопроводе – 60 мм; П-образных компенсаторов – 26; неподвижных опор – 38; углов поворота – 32.

Граница балансовой принадлежности между поставщиком (ЛАЭС) в виде тепловой энергии и теплоносителя и потребителем энергоресурса (СМУП «ТСП») проходит по периметру ограждения бойлерной районного теплоснабжения. На территории БРТ, максимально приближенной к границе балансовой принадлежности, смонтирован коммерческий узел учета энергоресурсов, по которому осуществляется оплата за потребляемую тепловую энергию и теплоноситель между поставщиком и потребителем. Коммерческий узел учета тепловой энергии и теплоносителя находится на балансе Ленинградской АЭС.

До 2006 года теплотрасса от вывода БРТ в сторону промышленной зоны - 1 и города Сосновый Бор до распределительного коллектора, расположенного в здании 720 с внутренним диаметром Ду-1000 мм протяженностью 6585 м, находилась на балансе Ленинградской АЭС. В 2006 году данная теплотрасса, включая павильоны №2 и №3, а также коллекторная здание 720 и насосная здание 716 (не введенная в эксплуатацию), были переданы на баланс СМУП «ТСП».

Теплотрасса секционирована на три участка по подающему и обратному трубопроводам запорными задвижками, расположенными в павильонах 2 и 3 тепловых сетей и в здании 720. Также, в павильонах и нескольких открытых врезках в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла предприятий промышленной зоны.

На расстоянии 440 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, открытой врезкой в магистральную тепловую сеть, выполнено присоединение потребителей АО «Спецхиммонтаж» и АО «Концерн Титан -2».

Далее - ответвление тепловой сети Ду-250 от магистрального трубопровода до потребителей тепловой энергии АО «Спецхиммонтаж» и АО «Концерн Титан -2».

На расстоянии 960 метров от открытой врезки АО «Спецхиммонтаж» и АО «Концерн Титан -2» и на расстоянии 1400 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, расположен павильон №2. В павильоне №2 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей АО «МСУ-90».

Далее - два ответвления от магистрального трубопровода: тепловой сети Ду-250 до потребителей тепловой энергии «УПП» ОАО «СУС» и Ду-250 к потребителям тепловой энергии АО «МСУ-90» и АО «СЭМ».

На расстоянии 1400 метров от павильона №2 и на расстоянии 2800 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, расположен павильон №3. В павильоне №3 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено еще одно присоединение потребителей тепла ПАО «СУС».

Далее следуют два ответвления тепловой сети по Ду-400 каждое от магистрального трубопровода в павильоне №3 до потребителей тепла ПАО «СУС».

На расстоянии 855 метров от Павильона №3 и на расстоянии 3655 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, открытой врезкой Ду-200 в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей «УМИАТ» ПАО «СУС».

На расстоянии 1900 метров от открытой врезки «УМИАТ» ПАО «СУС» и на расстоянии 5554 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, открытой врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла НИЭФА. В настоящее время работы на промплощадке НИЭФА не ведутся. Потребители тепла отключены. Системы отопления дренированы. Запорная арматура на подающем и обратном трубопроводе тепловой сети в месте врезки в магистральный трубопровод Ду-1000 закрыта.

На расстоянии 700 метров от открытой врезки НИЭФА и на расстоянии 6255 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, открытой врезкой Ду-300 в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла ЗАО «НХК».

На расстоянии 545 метров от открытой врезки ЗАО «НХК» и на расстоянии 6585 метров от периметра ограждения, по выводу БРТ-1, расположено здание 720.

В здании 720 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение следующих потребителей:

ООО «Гранд». Далее - ответвление от магистрального тепловой сети Ду-500 к потребителям тепловой энергии ООО «Гранд»;

ООО «Сосновоборский машиностроительный завод». Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-200 к потребителям тепловой энергии ООО «Сосновоборский машиностроительный завод».

Потребители г. Сосновый Бор. Далее - два ответвления тепловой сети по Ду-700 каждое от магистрального трубопровода тепловой сети до потребителей тепла г. Сосновый Бор.

В непосредственной близости от здания 720 расположена подкачивающая насосная станция здание 716, служащая для понижения давления в обратных трубопроводах тепловой сети потребителей тепла городской зоны и повышению пропускной способности указанных тепловых сетей. С момента пуска БРТ и по настоящее время подкачивающая насосная станция в работу не вводилась и трубопроводы насосной станции здания 716 не соединены с трубопроводами здания 720.

Тепловая нагрузка потребителей тепла городской зоны по выводу 1 БРТ – 366,416 Гкал/ч.

Описание тепловой сети промышленной зоны 2 (БРТ - Ленинградская АЭС – ФГУП «НИТИ», замещающие мощности ЛАЭС).

Система транспорта теплоэнергии в составе ЛАЭС имеет следующую структуру. От вывода БРТ-2 в сторону потребителей ЛАЭС и площадки ФГУП НИТИ им. Александра проложена двухтрубная теплотрасса внутренним диаметром Ду=800 мм и протяженностью 2,55 км, прокладка теплотрассы наземная. Через сооружение 645 теплотрасса соединена с павильоном №1 четырьмя трубопроводами Ду=500 мм.

На расстоянии 710 м от БРТ к теплотрассе присоединена распределительная сеть Ду=400 мм, принадлежащая ЛАЭС до тепловой камеры 2ТК-8 протяжённостью 1920 м.

Непосредственно к теплотрассе присоединены объекты ЛАЭС - здание 777 от павильона №6, здание 401 от павильона №5, здание 601 от павильона №1.

К распределительной сети Ду=400 мм присоединены здания ЛАЭС - здание 380, здание 370, здание 660, АТС-2.

Кроме того, к теплотрассе в павильоне №1 присоединены распределительные сети Ду=700 мм площадки ФГУП НИТИ им. Александра. По данной распределительной сети получают тепло: собственно, НИТИ, а также его субабоненты.

От вывода БРТ в сторону площадки ГП ФГУП «НИТИ им.А.П. Александра» до проходного тоннеля под областной дорогой (сооружение 645) проложена двухтрубная теплотрасса диаметром Ду-800 и протяженностью 2550 метров.

Прокладка теплотрассы – надземная. Тип изоляции – минеральная вата. Покрывной слой – стеклоткань.

Толщина изоляции на подающем трубопроводе –80 мм; - на обратном трубопроводе –60 мм; П- образных компенсаторов –24; неподвижных опор –22; углов поворота –27.

Через сооружение 645 теплотрасса соединена с павильоном №1 трубопроводами Ду-500 мм. На расстоянии 45 метров от внешней стены БРТ, по выводу БРТ-2, расположен павильон №6. В павильоне №6 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла промплощадки ЛАЭС.

Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-400 к потребителям тепловой энергии Ленинградской АЭС. К распределительной сети Ду-400 присоединены здания ЛАЭС: 777, 445, 402 А, Б, 428 и другие.

На расстоянии 200 метров от БРТ, по выводу БРТ-2, открытой врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла ФГУП НПО «РИАН». Распределительная сеть ФГУП НПО «РИАН», по которой через сооружение 226 получают тепло собственно ФГУП НПО «РИАН» а также ФГУП «РосРАО».

Далее ответвление от магистральной тепловой сети Ду-400 до потребителей тепловой энергии ФГУП НПО «РИАН» а также ФГУП «РосРАО».

На расстоянии 710 метров от БРТ, по выводу БРТ-2, открытой врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение «внешних» потребителей тепла, принадлежащих Ленинградской АЭС, до тепловой камеры 2ТК-8 протяженностью 1920 метров.

Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-400 до потребителей тепловой энергии, принадлежащих Ленинградской АЭС. К распределительной сети Ду-400 присоединены здания ЛАЭС: 370, 380, 660, 661 и другие.

На расстоянии 696 метров от БРТ, по выводу БРТ-2, расположен павильон №5. В павильоне №5 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено еще одно присоединение потребителей тепла Ленинградской АЭС промплощадки 1-й очереди.

В настоящее время запорная арматура в павильоне №5 на подающем и обратном трубопроводах закрыта, а теплоснабжение потребителей тепла промплощадки ЛАЭС осуществляется от павильона №6.

На расстоянии 2550 метров от БРТ, по выводу БРТ-2, расположен павильон №1. В павильоне №1 врезкой в магистральную тепловую сеть выполнено присоединение потребителей тепла, принадлежащих действующей ЛАЭС.

Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-500 до потребителей тепла действующей ЛАЭС.



На расстоянии 1245 метров от павильона №1, по выводу БРТ-2, открытой врезкой в магистральную тепловую сеть ФГУП «НИТИ» выполнено присоединение потребителей тепла строительной базы №1 замещающих мощностей ЛАЭС.

Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-200 до потребителей тепловой энергии площадки стройбазы №1 замещающих мощностей ЛАЭС.

На расстоянии 574 метров от открытой врезки площадки стройбазы №1 замещающих мощностей ЛАЭС, по выводу БРТ-2, расположено сооружение 129.

В сооружение 129 врезками в коллекторы в магистральной тепловой сети выполнено присоединение следующих потребителей:

Пожарное депо ФГУП «НИТИ». Далее - ответвление от магистрального трубопровода тепловой сети Ду-125 к потребителям тепловой энергии пожарное депо ФГУП «НИТИ»;

ФГУП «ЦКБМ-2». Далее - ответвление от магистральной тепловой сети Ду-250 к потребителям тепловой энергии ФГУП «ЦКБМ-2»;

Площадка стройбазы №2 замещающих мощностей ЛАЭС Далее - ответвление от тепловой сети по Ду-400 до потребителей тепла площадки стройбазы №2 замещающих мощностей ЛАЭС.

Суммарная, тепловая нагрузка всех потребителей тепла «Росатома» («Росэнергоатома) по выводу 2 БРТ - 168 Гкал/час (письмо ЛАЭС № 9/ФО9050101/6808 от 18.01.2024).

Общая суммарная, тепловая нагрузка всех потребителей тепла подключенных к БРТ по выводам БРТ-1, БРТ-2, на 01.01.2024 г. составляет 534,416 Гкал/ч.

Схема присоединения отопительной нагрузки объектов - зависимая с элеватором и без элеваторов. Направления использования тепловой энергии (отопление, приточная вентиляция, горячее водоснабжение и др.).

В 61-м тепловом пункте промплощадки ЛАЭС смонтированы и введены в эксплуатацию современные автоматизированные тепловые пункты, имеющие погодное регулирование, а также учитывающие график работы потребителей.

Для теплоснабжения потребителей промплощадок Ленинградской АЭС на ответвлениях от магистральной тепловой сети установлены павильоны №1, №5, №6, выполняющие функции ЦТП – присоединение группы зданий к системе теплоснабжения. В павильонах № 5 и 6 смонтированы регуляторы перепада давления, обеспечивающие постоянный напор для потребителей промплощадки ЛАЭС. Указанные регуляторы напора (расхода) позволяют исключить взаимное влияние между группами тепловых потребителей и обеспечивают необходимый гидравлический напор для работы элеваторов. Для наиболее удаленных потребителей, где невозможно обеспечить

необходимый для работы элеваторов перепад давлений, рекомендуется устанавливать вместо элеваторов циркуляционные насосы со схемой включения, позволяющей работать как в режиме подмешивания обратной сетевой воды, так и в режиме повышения давления (расхода) прямой сетевой воды.

*Общая характеристика тепловых сетей Сосновоборского городского округа*

Прокладка распределительных тепловых сетей в Сосновоборском городском округе осуществлена в надземном и подземном виде. Тепловая изоляция выполнена из пенополиуретана (ППУ) и минеральной ваты. Для повышения надежности и возможности резервирования теплоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа предусмотрена закольцованность распределительных сетей.

Материальная характеристика БРТ-промзона - 6117,192 м<sup>2</sup>, БРТ-город – 49 894,783 м<sup>2</sup>.

Распределение протяженности тепловых сетей Сосновоборского городского округа представлена в таблице 16. Характеристика магистральных тепловых сетей на балансе СМУП «ТСП» представлена в таблице 17. В таблице 18 представлены сводные данные по общей характеристике тепловых сетей Сосновоборского городского округа. Перечень участков тепловых сетей, принятых в 2023 году в муниципальную собственность, представлен в таблице 19.

Тепловые сети Сосновоборского городского округа находятся в разных долях на балансе теплоснабжающих организаций.

**Таблица 16 – Классификация трубопроводов тепловых сетей системы теплоснабжения**

Классификационная группа	Протяженность сетей на балансе СМУП "ТСП", км	Протяженность бесхозяйных сетей, переданных на обслуживание СМУП "ТСП", км	Протяженность сетей, отсутствующих на балансе и обслуживании СМУП "ТСП", км	Протяженность сетей АО "Концерн Росэнергоатом" (принято при регулировании тарифов на 2017 год), км	Протяженность сетей ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова (принято при регулировании тарифов на 2017 год), км	Итого протяженность сетей, км	Процент от общей протяженности сетей, %
Очень малые распределительные ДУ≤50	8,191	0,107	3,540			11,837	11,93
Малые распределительные 50<ДУ≤125	31,194	0,799	6,519			38,512	38,80
Квартальные 150<ДУ<400	22,213	0,149	0,618	0,666		23,647	23,82
Распределительные 400≤ДУ≤600	8,183	0,843				9,026	9,09
Крупные распределительные и магистральные	6,269			1,535	1,849	9,653	9,72

Классификационная группа	Протяженность сетей на балансе СМУП "ТСП", км	Протяженность бесхозяйных сетей, переданных на обслуживание СМУП "ТСП", км	Протяженность сетей, отсутствующих на балансе и обслуживаемых СМУП "ТСП", км	Протяженность сетей АО "Концерн Росэнергоатом" (принято при регулировании тарифов на 2017 год), км	Протяженность сетей ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова (принято при регулировании тарифов на 2017 год), км	Итого протяженность сетей, км	Процент от общей протяженности сетей, %
700<=ДУ<=800							
Магистральные ДУ1000	6,585					6,585	6,63
Суммарно	82,635	1,898	10,677	2,201	1,849	99,260	100,00

**Таблица 17 – Характеристика магистральных тепловых сетей на балансе СМУП «ТСП»**

Источник тепловой энергии	Тепловые сети							
	№ магистральной (при наличии)/наименование	№ уч-ка, камера		Длина уч-ка по каналу, м	Вид прокладки (надземная, подземная)	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
		начальная	конечная					
СМУП «ТСП»	Тепловая сеть магистральная с павильоном №1 в районе камеры К	БРТ ЛАЭС	здания 720	6585	надземная – 6336	-	из минераловатных материалов, покрывной слой рубероида, частично оцинкованная сталь	1987
					подземная – 249	проходной канал		

**Таблица 18 – Общая характеристика тепловых сетей Сосновоборского городского округа**

Протяженность сетей, м	Тип прокладки сетей, %		Срок службы тепловых сетей, %			
	Надземная	Подземная	менее 10 лет	от 10 до 16 лет	от 16 до 25 лет	более 25 лет
99260	26,54	73,46	8,34	11,92	18,38	61,37

**Таблица 19 – Перечень участков тепловых сетей, принятых в 2023 году в муниципальную собственность**

Населенный пункт	Начальная камера	Адрес	Конечная камера	Адрес	Диаметр	Длина участка	Общая длина в 2хтр.исч.	Подключенные потребители	Оценка состояния сети	Примечание (наименование сети)	
г. Сосновый Бор	TK-19/В	ул. Советская	TK-УТ	ул. Советская, д. 63	0,125	45 м	47 м	ПУ ФСБ России по г. Санкт-Петербургу и Ленинградской области	удовлетворительное	участок тепловой сети, проходящий по территории в/ч №3705 от тепловой камеры ТК 19/В до ТК, расположенной на территории Службы в г. Сосновый Бор Пограничного управления ФСБ РФ	
	TK-69	ул. Комсомольская	TK-19/П		0,108	12	428,8 м	ООО "ФАП Профи"	удовлетворительное	тепловая сеть от ТК-69, ТК-70 до объектов по ул. Комсомольской, д.32, 28, 26, 32а	
	TK-19/П		т/у зд. № 32 по ул. Комсомольская		0,108	10					
	TK-70/П		TK-16/П		0,108	42,5					
	TK-16/П		TK-14/П		0,108	31					
	TK-14/П		TK-23/П		0,108	13,7					
	TK-23/П		TK-24/П		0,108	9					
	TK-24/П		TK-13/П	т/у зд. № 28 по ул. Комсомольская (городская баня)	зд. № 28 по ул. Комсомольская (городская баня)	0,108		10			ИП Сафин Р.Ш.
	TK-13/П		TK-12/П		0,089	24					
	TK-12/П		т/у № 1 зд. № 26 по ул. Комсомольская	№ 26 по ул. Комсомольская		0,108		35			

Населенный пункт	Начальная камера	Адрес	Конечная камера	Адрес	Диаметр	Длина участка	Общая длина в 2хтр.исч.	Подключенные потребители	Оценка состояния сети	Примечание (наименование сети)
	TK-12/П		т/у № 2 зд. № 26 по ул. Комсомольская	№ 26 по ул. Комсомольская	0,108	26,5				
	т/у № 1 зд. № 26 по ул. Комсомольская		т/у зд. № 23а по ул. Комсомольская	№ 23а по ул. Комсомольская	0,089	147,1		Магнит		
	т/у зд. № 23а по ул. Комсомольская		т/у здания мастерской ЖКО "Комфорт"		0,057	44				
	TK-5/3		TK-28а/2	ул. 50 лет Октября	ул. 50 лет Октября № 1	0,273		182,6		
	TK-28а/2	TK-28/2	0,219			163,8				
	TK-28/2	TK-27/2	0,159			60				
	TK-27/2	ТУ здания	0,089			17,7				
	TK-28/2	TK-29/2	0,219			57,1				
	TK-29/2	ТУ здания	0,076			69,3				

### **3.2.Карты тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе**

Схемы тепловых сетей с указанием протяженностей участков, условного диаметра участков тепловой сети, наименований тепловых камер, узлов и наименований потребителей тепловой энергии представлены в электронной модели, а также в Приложении (Графические материалы).

Схема тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа представлена в электронной модели.

### **3.3.Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам**

Характеристики тепловых сетей теплоснабжения Сосновоборского городского округа представлены в таблицах 16-18 п. 3.1.

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

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается: - на выходе из источников тепловой энергии; - в узлах на трубопроводах ответвлений; - в индивидуальных тепловых пунктах непосредственно у потребителей. Основным видом запорной арматуры на тепловых сетях являются стальные задвижки с ручным приводом, шаровые клапаны и дисковые затворы.

Секционирующие задвижки, предназначены для отключения отдельных участков тепловой сети или тепловых пунктов абонентских систем, выводимых в резерв, в ремонт или в связи с временным прекращением теплоснабжения. Во всех случаях отключение должно быть плотным, и закрытая запорная арматура должна обеспечивать герметичность оставшейся в работе сети. Это важно как с точки зрения нормальной работы действующей системы, так и для обеспечения нормальных и безопасных условий проведения ремонтных работ на отключенном участке.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях Сосновоборского городского округа используются стальные задвижки, установленные в обязательном порядке в каждом тепловом узле на подающем и обратном трубопроводах.

Регулирование давления на источнике осуществляется сетевыми насосами с частотно-регулируемым приводом. Регулирующая арматура на вводах потребителей отсутствует.

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

Павильоны на магистральных тепловых сетях Сосновоборского городского округа выполнены из бетонных блоков, кирпича, железных листов.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении из бетонных блоков.

В камерах тепловых сетей расположены отсекающие задвижки, дренажные и воздушные устройства. Переходы труб одного диаметра к трубам другого диаметра находятся в пределах камер тепловых сетей. Крупные камеры оборудованы дополнительно манометрами. Всем камерам тепловых сетей, установленным по трассе, присвоены эксплуатационные номера, которыми их обозначают на планах, схемах и пьезометрических графиках. Типы и строительные особенности тепловых камер отражены в составе Электронной модели системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

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

Температурный график подающего трубопровода тепловой сети отопления - это зависимость температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть производителем тепла, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его в трубопроводе подачи тепловой сети должен производитель тепла.

Температурный график теплоносителя в обратном трубопроводе - это зависимость температуры возвращаемой в тепловую сеть потребителем тепловой энергии, от температуры наружного воздуха, и поддерживать его должен потребитель, т.е. температура теплоносителя - это функция аргументом, т.е. независимой переменной которой является температура наружного воздуха.

В соответствии с пунктом 5 статьи 20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается при утверждении схемы теплоснабжения.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной на уровне не менее 18 градусов, а также покрытие

тепловой нагрузки горячего водоснабжения с обеспечением температуры ГВС в местах водоразбора не ниже + 60 °С.

Для домовых систем отопления потребителей применяется график качественного регулирования температуры воды в системах отопления при различных расчетных и текущих температурах наружного воздуха при расчетных перепадах температура воды в системе отопления 95-70°С.

ЛАЭС осуществляет отпуск тепловой энергии по выводу БРТ-1 по температурному графику 165/70 °С. В здании котельной происходит снижение температуры в подающем трубопроводе перед подачей теплоносителя в тепловую сеть городской зоны за счет подмеса обратной сетевой воды до проектных значений, температурного графика 150/70°С. Температурный график для внутренних систем теплоснабжения - 95/70 °С.

Отпуск тепловой энергии потребителям по графикам 150/70 °С и 95/70 °С обоснован проектными данными. Отпуск тепловой энергии потребителям по температурному графику 165/70°С обоснован «Программой оптимизации системы теплоснабжения г. Сосновый Бор», разработанной в 2002 году ООО «СЭТ».

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

Ленинградская АЭС осуществляет отпуск тепловой энергии по выводу БРТ-1 по температурному графику 165/70°С, по выводу БРТ-2 – по температурному графику 150/70°С.

### **3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчётный комплекс ГИС Zulu Thermo версии 8.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчётов для различных сценариев развития системы теплоснабжения городского округа.

Пакет ГИС Zulu Thermo версии 8.0 позволяет создать расчётную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчёты.

В электронной модели возможно провести гидравлическую оценку теплоснабжения потребителей при различных сценариях развития ситуации, путём открытия/закрытия секционирующих задвижек, моделирования возникновения аварийной ситуации на тепловой сети, также возможно провести гидравлический расчёт при прокладке новых участков



теплосетей, строительства перемычек для увеличения надёжности теплоснабжения потребителей и обеспечения перспективных потребителей тепловой энергией в полном объёме.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода. Правилами технической эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного и летнего периодов, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

Основной задачей расчетов гидравлических режимов является, разработка и выполнение рекомендаций по обеспечению гидравлической устойчивости работы источников теплоснабжения и потребителей тепловой энергии.

Транспортировка тепла от источников до потребителей осуществляется по распределительным тепловым сетям, общая протяжённость которых составляет более 50 км. Для обеспечения транспортировки и создания необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности обеспечивается насосным оборудованием источников и ЦТП.

Гидравлический режим разрабатывается с учетом следующих требований:

- давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимое рабочее давление в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты, в то же время должно быть выше на 0,5 кгс/см<sup>2</sup> статического давления систем теплоснабжения для обеспечения их заполнения;

- давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,5 кгс/см<sup>2</sup>;

- давление воды во всасывающих патрубках сетевых и подпиточных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и должно быть не менее 0,5 кгс/см<sup>2</sup>;

- перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплоснабжения с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах;

- статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимое давление в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплоснабжения, непосредственно присоединенных к сетям, и должно обеспечивать заполнение их водой.

На пьезометрическом графике отображаются:

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;

- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Линия напора в подающем трубопроводе обозначена красным цветом. Линия напора в обратном трубопроводе обозначена синим цветом. Они показывают разницу напоров в подающем и обратном трубопроводах в каждой конкретной точке тепловой сети. Одним из основных требований является обеспечение требуемого значения располагаемого напора на вводе потребителя, то есть величина располагаемого напора должна иметь положительное значение.

В случае, когда линия напора на обратном трубопроводе находится ниже высоты здания потребителя, то происходит не заполняемость системы теплоснабжения, которая приводит к прекращению циркуляции теплоносителя. Для разрешения данной ситуации рекомендуем устанавливать шайбу на обратном трубопроводе. В случае, когда линия напора на обратном трубопроводе находится выше высоты здания потребителя – устанавливаем шайбу на подающем трубопроводе. Когда значение напора в обратном трубопроводе выше геодезической отметки на 60 м, то необходимо предусмотреть установку насосного оборудования на обратном трубопроводе или изменить зависимую схему присоединения на независимую. Давление в подающем трубопроводе не должно превышать допустимые значения на источнике тепловой сети и абонентских установках, которые зависят от характеристик оборудования и применяемого сортамента труб и в большинстве случаев составляет 16 - 25 кгс/см<sup>2</sup>. Минимальное значение давления в подающем и обратном трубопроводах принимают 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Линия поверхности земли показывает изменение рельефа местности от начальной до конечной точки пьезометрического графика, на которой обозначена вертикальная линия, соответствующая высоте здания.

Линия статического напора обозначена пунктирным голубым цветом и строится относительно самого высокого здания системы теплоснабжения каждого конкретного источника. Она показывает состояние системы при отсутствии циркуляции (отключении сетевых насосов). Линия статического напора может располагаться как ниже, так и выше линии напора на обратном трубопроводе.

Линия вскипания обозначена оранжевым цветом и должна находиться ниже линии напора в подающем трубопроводе.

Построению собственно пьезометрического графика предшествует выбор искомого пути. Для этой цели на схеме тепловой сети отмечаются не менее двух узлов, через которые должен пройти выбранный путь. В общем случае, с учетом закольцованности тепловых сетей, может

существовать более одного пути, соединяющего заданные точки. В этом случае для однозначного определения результата можно указать промежуточные точки, либо изменить критерий поиска пути (это может быть минимизация количества участков, минимизация гидравлического сопротивления либо минимизация суммарной длины, поиск по линиям подающей или обратной магистрали). Путь строится программой автоматически с учетом состояния запорной арматуры в узлах коммутации (тепловых камерах), найденный путь «подсвечивается» на экране цветом выделения.

Результаты расчетов представлены в электронной модели системы теплоснабжения Сосновоборгского городского округа, а также в Главе 5 «Мастер-план развития системы теплоснабжения».

### 3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 (пять) лет

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» аварией называется разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Причём аварией на тепловых сетях будет являться повреждение магистрального трубопровода тепловой сети в период отопительного сезона, если это привело к перерыву теплоснабжения потребителей на срок 36 ч и более.

Под инцидент-отказом или повреждением технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте понимается отклонение от установленного режима технологического процесса, нарушение положений федерального закона «о промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии).

Статистика инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП» за 2019-2023 гг. представлена в таблице 20.

**Таблица 20 – Статистика инцидентов на тепловых сетях СМУП «ТСП» за 2019-2023 гг.**

№	Год, О.С. /М.О сезон	Кол-во инцидентов	Коды инцидентов												
			32	57	76	89	108	133	159	219	273	325	426	530	720
1	2019-2020г Отопительный сезон: -ПС	15	2	4		1	1	1	1	1		1	1	1	1
	-ОС	22	1	9	2	4	1	1	1					1	1
	2020г. межотопительный сезон: -ПС	32		3	4	4	4	4	3	2	2	2	2		2
	-ОС	20		5	3	1	2	4				2	2	1	
2	2020-2021г Отопительный сезон: -ПС	15		2	2	4	4	1	1				1		
	-ОС	14		4	2		4	2	1				1		
	2021 г. межотопительный сезон: -ПС	35		4	4	5	6	4	5	1	1	1	2		2
	-ОС	20		1		7	3	1	6				1		1
3	2021-2022г Отопительный сезон: -ПС	17		7		1	2		2			2	1	1	
	-ОС	10	1	2	1	2	1	1	1			1			

№	Год , О.С. /М.О сезон	Кол-во инцидентов	№32	№57	№76	№89	№108	№133	№159	№219	№273	№325	№426	№530	№720
4	2022г межотопительный сезон: -ПС	23	1	4	1	3	4	4	1	1		2			2
	-ОС	11		1	1	2	2	3						1	1
	2022-2023г Отопительный сезон: -ПС	24		2	3	5	4	1		1		1		1	1
	-ОС	17	1	6	2	2	1	1		1				3	
4	2023г межотопительный сезон: -ПС	5		2				1	1		1				
	-ОС														

Отметим, что причины и характер повреждений свидетельствует о наличии высокого износа сетей теплоснабжения. В этой связи настоящей схемой теплоснабжения рекомендуется проведения мероприятий по замене изношенных сетей.

### **3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет**

Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утверждённым графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность. Объём технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания исправного, работоспособного состояния и периодического восстановления тепловых сетей с учётом их фактического технического состояния.

Среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей, соответствует регламентам производства работ и зависит от диаметра трубопровода, места прокладки и других факторов.

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

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепломагистралей. В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

### *Опрессовка на прочность повышенным давлением*

Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40 %. То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80 % уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Организация и планирование ремонта теплотехнического оборудования. Постоянная работоспособность всякого оборудования поддерживается его правильной эксплуатацией и своевременным ремонтом. Надёжная и безопасная эксплуатация теплоэнергетического оборудования в пределах установленных параметров работы может быть обеспечена только при строгом выполнении определенных запланированных во времени мероприятий по надзору и уходу за оборудованием, включая проведение необходимых ремонтов.

Совокупность организационно - технических мероприятий в теплоэнергетической промышленности представляет собой единую систему, именуемой системой планово-предупредительного ремонта (ППР), или системой технического обслуживания и ремонта оборудования.

Важной составной частью системы ППР или системы технического обслуживания и ремонта являются организация и проведение ремонтов оборудования, на которых сосредотачивается основная часть трудовых и материальных затрат.

Назначение ремонтов – поддерживать высокие эксплуатационные и технико-экономические показатели оборудования. С этой целью ремонт включает комплекс работ, направленных на предотвращение или остановку износа, а также на полное или частичное восстановление размеров, форм и физико-механических свойств материалов или отдельных деталей и узлов, так и всего оборудования.

Используя накопленный опыт по эксплуатации и ремонту оборудования, рекомендации заводов-изготовителей оборудования, чтобы добиться значительного снижения трудоемкости при выполнении ремонтных работ, снижения расхода материалов и ЗИПа без снижения срока службы и надёжности эксплуатационного оборудования на предприятии устанавливаются следующие виды обслуживания и ремонта:

- ТО-1, плановое техническое обслуживание (как правило, полугодовое);
- ТО-2, плановое техническое обслуживание (как правило, годовое);
- КР, капитальный ремонт.

Модернизация оборудования выполняется при выводе его в капитальный ремонт.

Модернизацией, находящегося в эксплуатации оборудования, называется приведение его в соответствие с современными требованиями и улучшение технических характеристик путем внедрения частичных изменений в схемы и конструкции.

Целесообразность модернизации должна быть экономически обоснована.

Графики ППР (годовые) составляются начальниками структурных подразделений накануне нового года, проверяются и корректируются производственно-техническим отделом и утверждаются главным инженером предприятия. Затем на основании годовых графиков составляются месячные планы работ, которые включают в себя организационно-технические мероприятия, мероприятия по охране труда и техники безопасности, а также месячные графики ППР и капитального ремонта.

В качестве диагностики теплосетей проводится наружный осмотр и плановые шурфы.

Оценка технического состояния тепловых сетей в т. ч. горячего водоснабжения:

1. Оценка степени физического износа оборудования объектов централизованных систем теплоснабжения осуществляется по 5 основным группам:

- оборудование новое или почти новое, нарушений в работе не выявляется, к состоянию и внешнему виду нареканий нет;
- оборудование в работе, находится не в аварийном состоянии, но периодически возникают технические неполадки, которые устраняются в межремонтные интервалы;
- оборудование в работе, находится не в аварийном состоянии, но периодически возникают технические неполадки (чаще, чем указанные заводом изготовителем межремонтные интервалы);
- оборудование в работе, но по выявленным показателям находится в предаварийном или аварийном состоянии, эксплуатация оборудования нежелательна или опасна;
- оборудование не работает по причине невозможности эксплуатации вследствие явных нарушений конструкций или элементов.

2. Оценка состояния объектов централизованных систем теплоснабжения и проводится на основании технического обследования с учётом оценки степени физического износа оборудования объектов централизованных систем теплоснабжения.

- для группы «а» в интервале от «0%» до «15%»;
- для группы «б» в интервале от «16%» до «40%» - если оборудование по наработке прошло капитальный ремонт, а в межремонтные интервалы оборудование работает без аварий (допустимы незначительные сбои);
- для группы «в» в интервале от «41%» до «60%» - оборудование, прошедшее более 1 капитального ремонта и (или) имеющее сбои в работе чаще, чем положено проведением ППР (при этом оборудование не вызывает аварийных ситуаций);

- для группы «г» в интервале от «61%» до «80%» - оборудование находится в аварийном состоянии, оборудование опасно в эксплуатации - нарушением работы водопроводных и канализационных сетей или подвергающее опасности жизнь и здоровье обслуживающего персонала, находящегося в непосредственной близости. Оборудование не может эксплуатироваться без постоянного надзора;
- для группы «д» от «81%» до «100%» - оборудование, включение которого невозможно и (или) опасно для сетей и (или) жизни и здоровья обслуживающего персонала. Эксплуатация такого оборудования неминуемо приведет к аварии, и (или) такое оборудование физически невозможно включить в работу.

Оценка технического состояния тепловых сетей характеризуется долей ветхих, подлежащих замене сетей, и определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}}$$

где:

$S_c^{\text{экспл}}$  – протяженность сетей тепловых, находящихся в эксплуатации, км;

$S_c^{\text{ветх}}$  – протяженность ветхих сетей тепловых, находящихся в эксплуатации, км.

Эксплуатация тепловых сетей производится в рамках требований, действующих «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утверждённых Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 115 и зарегистрированных Минюстом России 02.04.2003, регистрационный номер № 4358.

Организация ремонтного производства, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приёмка и оценка качества ремонта тепловых сетей осуществляются в соответствии с нормативно-технической документацией, разработанной в организации на основании настоящих Правил и требований заводов-изготовителей.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливается нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

Система технического обслуживания и ремонта носит планомерно-предупредительный характер. На все виды оборудования составляются годовые планы (графики) ремонтов, утверждаемые руководителем организации.

Контроль работы городских тепловых сетей ведется аварийно-диспетчерской службой СМУП «ТСП». Служба производит мониторинг состояния, аварийные и плановые ремонты тепловых сетей городского округа.



Аварийно-диспетчерская служба принимает оперативные решения самостоятельно и осуществляет взаимосвязь с другими службами города.

### **3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

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

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

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

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

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

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;

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

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

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

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

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

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

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счёт давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

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

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

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

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С. Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее – температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения. Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утверждённым температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

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

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

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включёнными системами отопления, присоединёнными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включёнными системами горячего водоснабжения, присоединёнными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключённых ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения. При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Техническое обслуживание и ремонт.

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей. Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несёт административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведён расчёт трудоёмкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приёмка оборудования из ремонта;
- контроль и отчётность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приёмки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

Теплоснабжающая организация проводит гидравлические испытания тепловых сетей в соответствии с необходимой периодичностью, с параметрами и методами испытаний обоснованными техническими регламентами, о чём имеются акты, подписанные ответственными лицами и руководителями теплоснабжающих организаций. Необходимые летние ремонты, не выдержавших испытание теплотрасс, проводятся своевременно до начала отопительного сезона, что подтверждено актами повторных гидравлических испытаний заменённых участков теплотрассы.

### **3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Расчёты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях и системах теплоснабжения производятся в соответствии с «Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утверждённой Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надёжному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

Нормативные технологические потери тепловой энергии составили 77993 Гкал/год.

### **3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 (три) года**

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Количество потерь тепловой энергии при передаче теплоносителя по тепловым сетям представлено в таблице 21.

**Таблица 21– Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях**

№ п/п	Наименование котельной	Фактические тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/год		
		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	0,0	0,0	16433,0
2	СМУП «ТСП»	80969,31	77509,45	74165,11

### 3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

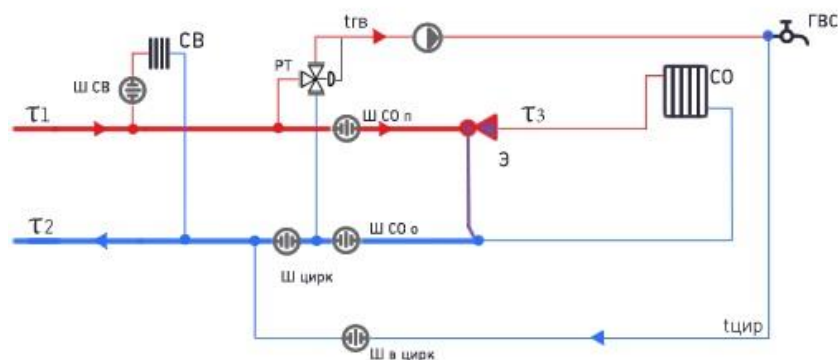
Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа открытая. Водоразбор на нужды ГВС производится непосредственно из водяных тепловых сетей.

Подключение потребителей тепловой энергии произведено, преимущественно, по зависимой схеме, с использованием или без использования элеваторных узлов в зависимости от расчетной температуры теплоносителя для потребителей.

Схемы подключения потребителей тепловой энергии, реализованные в системе теплоснабжения городского округа, в соответствии с перечнем схем программного модуля Zulu Thermo, приводятся на рисунках



**Рисунок 8 - Схема подключения №2**

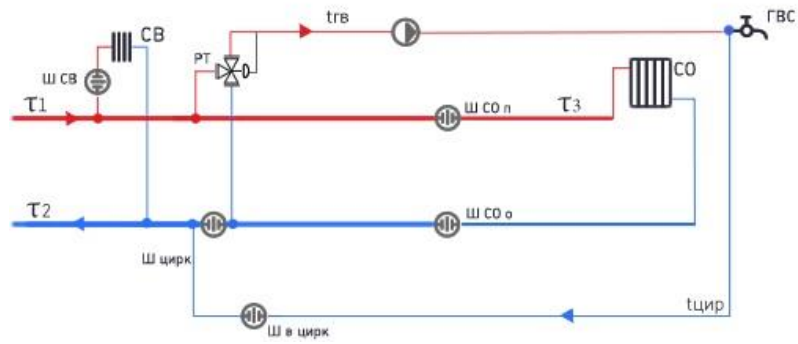


Рисунок 9 - Схема подключения №4

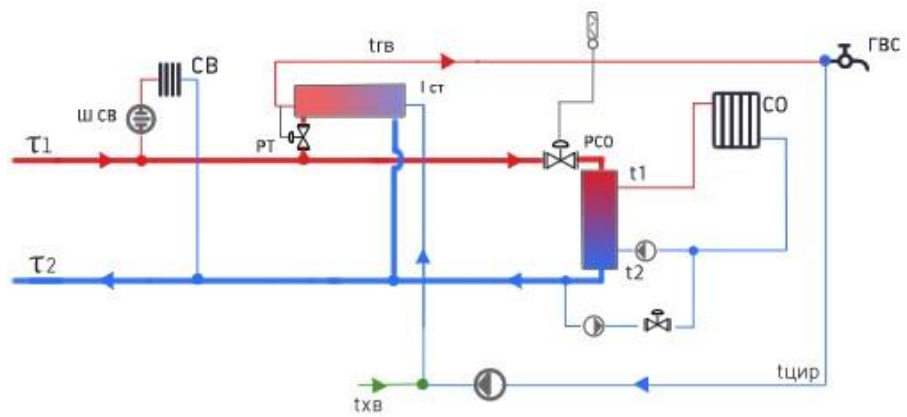


Рисунок 10 - Схема подключения №20

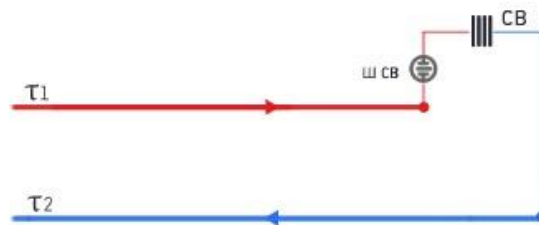
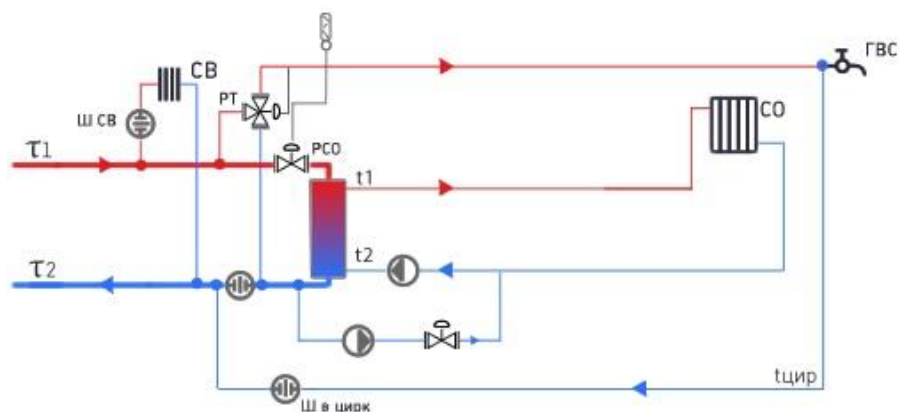
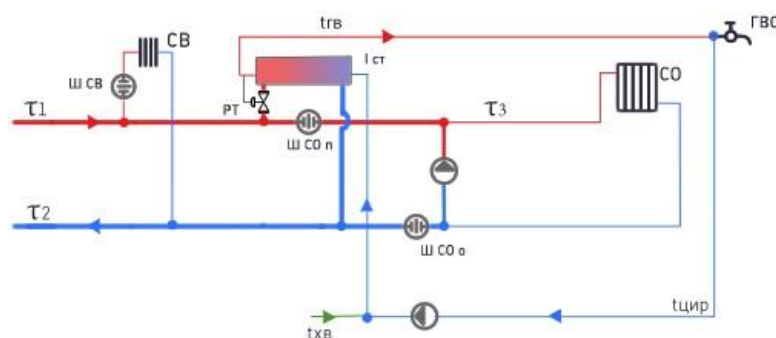


Рисунок 11 - Схема подключения №25





**Рисунок 12 - Схема подключения № 3**



**Рисунок 13 - Схема подключения № 23**

На рисунках 8-13 представлены следующие схемы теплоснабжения, наиболее распространенные на территории Сосновоборского городского округа, а именно:

- Схема подключения №2 (рисунок 8) Элеваторная схема присоединения потребителей тепла к наружной тепловой сети. Предназначена для понижения температуры теплоносителя у потребителей до требуемых санитарных норм, как правило, до температурного графика 95/70°C (жилые, административные, общественные здания, детские сады, школы). Система горячего водоснабжения открытая;

- Схема подключения №3 (рисунок 9) С АИТП. Вместо элеватора применен автоматизированный, индивидуальный тепловой пункт с теплообменником на системе отопления. С использованием погодного регулирования. Предназначена для понижения температуры теплоносителя у потребителей до требуемых санитарных норм, как правило, до температурного графика 95/70°C (жилые, административные, общественные здания, детские сады, школы) Система горячего водоснабжения открытая;

- Схема подключения №4 (рисунок 10) Теплоснабжение потребителей от наружной тепловой сети на «прямых параметрах», как правило, по температурному графику 150/70°C (со срезкой на 128°C). Применяется, когда температурный график потребителей и источника тепла совпадают (производственные здания, спортзалы, кинотеатры) Система горячего водоснабжения открытая;

- Схема подключения №20 (рисунок 11) С АИТП. Вместо элеватора применен автоматизированный, индивидуальный тепловой пункт с теплообменником на системе отопления. С использованием погодного регулирования. Предназначена для понижения температуры теплоносителя у потребителей до требуемых санитарных норм, как правило, до температурного графика 95/70°C (жилые, административные, общественные здания, детские сады, школы) Система горячего водоснабжения - закрытая с использованием теплообменника;

- Схема подключения №25 (рисунок 12) Теплоснабжение потребителей от наружной тепловой сети на «прямых параметрах», как правило, по температурному графику 150/70 °С (со срезкой на 128 °С). Применяется, когда температурный график потребителей и источника тепла совпадают (производственные здания, спортзалы, кинотеатры) Система горячего водоснабжения отсутствует;

- Схема подключения №23 (рисунок 13) Теплоснабжение потребителей от наружной тепловой сети на «прямых параметрах», как правило, по температурному графику 150/70 °С (со срезкой на 128 °С). Применяется, когда температурный график потребителей и источника тепла совпадают (производственные здания, спортзалы, кинотеатры). Система горячего водоснабжения - закрытая с использованием теплообменника.

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

Установка узлов учета у потребителей Сосновоборского городского округа определяется требованиями федерального законодательства и спецификой договорных отношений между теплоснабжающими организациями. Перечень потребителей оборудованные узлами учета тепловой энергии представлены в таблице 22.

#### Перечень МКД с ОПУ ГВС, ТЭ:

- проспект Героев, 17
- ул. Космонавтов, 18
- ул. Красных Фортов, 11/2 (общежитие)
- ул. Ленинградская, 48, 70
- Липовский проезд, д. 1
- Ул. Малая Земля, д. 12, 14
- Ул. Молодежная, д. 7, 9, 74, 78
- Ул. Парковая, д. 21, 25, 60, 9
- Ул. Петра Великого, 6
- Ул. Пионерская, д. 2, 4, 8, 40

Ул. Сибирская, 16  
Ул. Солнечная, д. 3, 5, 25, 26, 33  
Ул. Солнечная, д. 57 к. 1, 2, 3

Перечень МКД с ОПУ ХВС:

Проспект Героев, 17, 53, 59  
Ул. Комсомольская, 20  
Копорское шоссе, 6  
Ул. Космонавтов, д. 24, 26  
Ул. Красных Фортков, 11/2 (общежитие)  
Ул. Ленинградская, 70, 72  
Ул. Ленинская, 3  
Липовский проезд, 5  
Ул. Машиностроителей, 4  
Ул. Мира, 3  
Ул. Молодежная, 43, к. 1, к. 2, 78, 9  
Ул. Парковая, 21, 21а, 22, 25, 60, 9  
Ул. Петра Великого, 4, 6, 8  
Ул. Пионерская, 2, 4, 8, 10  
Ул. Сибирская, 4  
Ул. Солнечная, 23, 25, 27а, 37, 43, 57 к.1, 57 к.2, 57 к.3

Перечень ИЖС с ПУ ТЭ, ГВС:

Ул. Ал. Невского, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 15, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 31  
Проспект Энергетиков, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 23  
Ул. Морская, 4, 6, 10  
Ул. Науки, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 17, 19, 21, 23  
Ул. Речная, 2, 3, 4,  
Устьинский проезд, 3, 5, 7, 9

Перечень ИЖС ПУ ХВС:

Кедровый проезд, 4, 16 (ДНТ «Сосновка»)  
Ул. Балтийская, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 20 (ДНТ «Сосновка»)  
Ул. Пляжная, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29 (ДНТ «Сосновка»)  
ул. Прибрежная, 1, 3, 7, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 24, 26 (ДНТ «Сосновка»)

ул. Береговая, 19, 10, 21, 23, 25, 25а, 28, 29/1, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 36а, 40а, 42, 43, 43б, 44, 44а, 45/1, 52, 53, 53а, 55, 59а, 60а, 62, 62а, 64а, 66, 66а, 68, 68а

Лесной проезд, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10

Ул. Афанасьева, 2, 4, 12, 14, 16, 16а

Мкр. Искра, ул. Детская, 3, 5, 7, 9

Мкр. Искра, ул. Добрая, 4, 9

Мкр. Искра, ул. Еперина, 22

Мкр. Искра, ул. Моховая, 1

Мкр. Искра, ул. Некрасова, 8, 24

Мкр. Искра, ул. Приозерная, 8, 12, 14

Мкр. Искра, ул. Уварова, 3, 5, 6

Ул. Ал. Невского, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 15, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 3, 33

Проезд Рождественский, 1, 2/1, 2а, 2б, 2в, 2г

Проезд Энергетиков, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 23

Ул. Благовещенская, 3, 5, 4, 6, 7, 8

Ул. Гвардейская, 15

Ул. Заречная, 1, 1а, 2, 3, 4, 5а, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 14

Ул. Калищенская, 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8

Ул. Ленинградская, 23/1, 23/2, 23/3, 23/4, 23/5, 23/6, 23/7, 23/8, 23/9, 25/1, 25/2, 25/3, 25/4, 25/5

Ул. Луговая, 2, 4, 4а, 6а, 7, уч. 1

Ул. Марьясова, 3, 5, 19

Ул. Морская, 4, 5, 6, 7, 9а, 10, 11, 11а, 13, 14, 15, 17, 17а, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29, 30а, 34, 36

Ул. Муравьева, 1, 2, 3, 4, 5, 5а, 7, 8а, 9, 9а, 10, 11а, 11/1, 13, 13а, 14, 15а, 16, 17, 18, 19а, 21, 21а

Ул. Набережная, 4, 4а, 5, 6, 7, 7а, 8, 9, 11, 12, 12а, 13, 14, 14а/1, 14б, 15, 16, 16а, 17, 47, 47а, 51, 51а, 53

Ул. Науки, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23

Ул. Полевая, 1, 2, 3, 3а, 4, 4/2, 5/2, 6/2, 6/2б

Ул. Преображенская, 1, 5, 6, 7, 8, 12, 14, 19, 28

Ул. Речная, 2, 3, 4

Ул. Рыбацкая, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 11а, 12, 17, 25, 29, 31

Устьинский пр-зд, 1/14, 1/2, 1/3, 1/4, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11/1, 11/2, 11/3, 11/4, 11/5, 11/6, 12, 14, 15, 16, 18.

**Таблица 22 – Перечень абонентов с установленными коммерческими узлами учета тепловой энергии**

№	Наименование организации	Адрес, местонахождение	Количество приборов учета тепла (тепловой узел)
<b>ФЕДЕРАЛЬНЫЙ БЮДЖЕТ</b>			
1	АО «АТОМ-ОХРАНА»	ПРОМЗОНА АБК	1
2	ФГКУ В/Ч 2438	пр-д Вокзальный д. 5	2
3	ВОЙСКОВАЯ ЧАСТЬ 3705 ВВМВД РФ	ул. Петра Великого д. 15	1
4	ФГУП ГВСУ № 14	ш. Копорское д. 8 Б	1
5	ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ МЧС РОССИИ ПО ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ	пр. Александра Невского д. 49	1
6	ИЯЭ СПбПУ	ул. Солнечная д. 41	1
7	ГБУК ЛО МУЗЕЙНОЕ АГЕНСТВО	ул. Ленинградская д. 56 А	1
8	ФГУП НИТИ ИМ. А. П. АЛЕКСАНДРОВА	ул. Красных Фортов д. 11/2	1
9	ФГУП НИТИ ИМ. А. П. АЛЕКСАНДРОВА	в/ч 3705	1
10	ОМВД РОССИИ ПО Г. СОСНОВЫЙ БОР ЛО	ул. Боровая д. 18	1
		ул. Боровая д. 26	1
		ул. Молодёжная д. 12 А	1
		ул. Соколова д. 3	1
11	ОПРФ ПО САНКТ-ПЕТЕРБУРГУ И ЛО	ул. Комсомольская д. 19	1
12	ПУ ФСБ РОССИИ ПО Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГУ И ЛО	ул. Советская д. 63	1
13	СОСНОВОБОРСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ	ул. Космонавтов д. 22	3
14	ФГКУ СПЕЦИАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ФПС № 50 МЧС РОССИИ	ул. Ленинградская д. 35	1
15	УФСБ РОССИИ ПО ГОРОДУ САНКТ-ПЕТЕРБУРГУ И ЛО	ул. Космонавтов д. 4	1
16	ФМБА РОССИИ ФГБУЗ ЦМСЧ № 38	больничный городок	14
17	ФГКОУ ИНСТИТУТ ФСБ РОССИИ	ш. Копорское д. 4	3
18	ФГБУ ЦЖКУ МИНОБОРОНЫ	ул. Солнечная д. 27-29	9
<b>МЕСТНЫЙ БЮДЖЕТ</b>			
1	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 1	ул. Машиностроителей д.10	1
2	МБОУ ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЁНКА № 2	ул. Высотная д. 1А	2
3	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 3	ул. Солнечная д. 13А	1
4	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 4	пр. Героев д. 7	1
5	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 5	ул. Солнечная д. 1	1
6	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 6	пр. Героев д. 72	1
7	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 7	пр. Героев д. 20	1
8	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 8	ул. Молодёжная д. 50	3
9	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 9	ул. Малая Земля д. 4	1
10	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 11	ул. Молодёжная д. 11	1
11	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 12	ул. Соколова д. 1	1
12	МБОУ ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЁНКА № 15	ул. Молодёжная д. 35	1
13	МБОУ ДЕТСКИЙ САД № 18	ул. Солнечная д. 55	1
14	МБОУ ЦЕНТР РАЗВИТИЯ РЕБЁНКА № 19	ул. Молодёжная д. 40	1
15	МБОУ СОШ № 1	ул. Комсомольская д. 11	1
16	МБОУ СОШ № 2 им. Героя РФ А. В. Воскресенского	ул. Космонавтов д. 14	1
17	МБОУ СОШ № 3	ул. Малая Земля д. 5	1
18	МБОУ СОШ № 4 им. Героя Советского Союза В.К Бульгина	пр. Героев д. 36	1
19	МБОУ ГИМНАЗИЯ № 5	ул. Солнечная д. 31	1
20	МБОУ СОШ № 6	ул. Молодёжная д. 31	1
21	МБОУ СОШ № 7	ул. Молодёжная д. 32	2
22	МБОУ ЛИЦЕЙ № 8	ул. Ленинградская д. 64	2
23	МБОУ СОШ № 9 им. В.И. Некрасова	пр-д Липовский д. 13	2
24	ГБОУ ЛО СОСНОВОБОРСКАЯ СПЕЦИАЛЬНАЯ ШКОЛА	ул. Ленинская д. 6	1

№	Наименование организации	Адрес, местонахождение	Количество приборов учета тепла (тепловой узел)
25	АНОО СОСНОВОБОРСКАЯ ЧАСТНАЯ ШКОЛА	ул. 50 лет Октября д. 21	1
26	МАУК ГКЦ АРТ-КАРУСЕЛЬ	ул. Красных Фортов д. 14	1
27	СМБУК ГТЦ Волшебный Фонарь	ул. Молодёжная д. 29	1
28	МАУК ГТЦ	пр. Героев д. 30	1
		ул. Космонавтов д. 26	1
29	МБОУ ДО ДДТ	ул. Комсомольская д. 2 А	1
30	МБОУ ДО ДДТ	ул. Молодёжная д. 24 А	1
31	МАУК ДК СТРОИТЕЛЬ	ул. Солнечная д. 19	2
32	МБОУ ДО ДЮСШ	ул. Солнечная 19	2
33	КУМИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СОСНОВОБОРСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ	ул. Ленинградская д. 46	2
		ул. Молодёжная д. 36 А	1
		ул. Сибирская д. 9	1
		ул. Сибирская д. 11	1
34	ЛОГАУ СОСНОВОБОРСКИЙ КЦСОН	ул. Ленинградская д.19	1
35	МАОУ ДО СКК МАЛАХИТ	ул. Ленинградская д. 5	1
36		ул. Соколова д. 4	1
37	МБОУ ДО ДДЮТ и Э ЮВЕНТА	ул. Соколова д. 6	1
38	ГБУ ЛО СББЖ ЛОМОНОСОВСКОГО РАЙОНА	ул. Петра Великого уч. 7	1
39	МБУ СГПБ	пр. Героев д. 5	1
		ул. Солнечная д. 23 А	1
40	МБОУ ДО СДШИ БАЛТИКА	ул. Солнечная д. 18	2
41	МБУ ДО СДШИ им. О. А. Кипренского	пр. Героев д. 5	1
42		ул. Ленинградская д. 54	1
43	СМБУ СПЕЦАВТОТРАНС	ш. Копорское д. 25	3
44	МАУК СПКиО	ул. Солнечная д. 1	1
45	МБОУ ДО ЦРТ	ул. Красных Фортов д. 43	1
46		ул. Молодёжная д. 50	1
ПРОЧИЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ГОРОДСКОЙ ЗОНЫ			
1	ООО АСКОЛЬД	ул. Мира д. 8	1
2	АО АТОМТЕХЭНЕРГО	пр-д Гаражный д. 3	1
3	ООО АТОМТЕПЛОЭНЕРГОСЕТЬ	ЗПУПДГ зд.10 Аскро	1
4	Ахметов А.А.	пр-д Липовский д. 1	1
5	АО АЭН	пр-д Липовский д. 31 Б	1
		ТДКК РОБИН ГУД, 3 очередь	1
6	ООО БАЛТ-СТРОЙ	пр-д Липовский д. 25 А	1
7	Белова Н. В.	ул. Ленинская д.10	1
8	ООО ВНИПИЭТ- ИНЖИНИРИНГ	ул. 50 лет Октября д. 1	2
9	АО СПИИ ВНИПИЭТ	ул. Пионерская д. 6	1
10	ООО ВОДОКАНАЛ	насосная станция № 23	1
11	Галочкин Е. Ю.	пр. Героев д. 37 А	1
12	ТСН ГАЛАКТИКА	ул. Солнечная д. 12	1
13	Горшина О. Б.	ул. Солнечная д. 26 А	1
14	Грановский А. В.	ГК Звёздочка	1
15	Гусева О. Г.	ул. Парковая д. 28 А	1
16	ООО ПФК ГУЦА	ул. Комсомольская д. 13 А	1
17	Долгановский А. В.	ул. Красных Фортов д 49	1
18	Жаворонкова А. И.	ул. Ленинградская д. 30 А	1
19	Железнов И. А.	ул. Парковая д. 6	1
20	АО ИКАО	пр. Героев д. 17	1
		ул. Парковая д.21 А	1
21	ООО КИНОЦЕНТР	ул. Комсомольская д. 17	1
22	АО КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ	ш. Копорское д. 5	2
		ул. Ленинградская д. 11	1
23	АО КОНЦЕРН ТИТАН - 2	ул. Ленинградская д. 7	2
		ул. Солнечная д. 51	2
24	Кузьмин В. А.	пр. Героев д. 16	1

№	Наименование организации	Адрес, местонахождение	Количество приборов учета тепла (тепловой узел)
25	Куимова Е. Ю.	пр-д. Липовский д. 3	1
26	ООО ЛЕНИНГРАДСКАЯ АЭС - АВТО	пр-д Липовский д. 1 А	1
		ул. Молодёжная д. 2 А	3
27	ООО ЛИДЕР	ул. Молодёжная зд. 6/1	1
28	Логунова Л. М.	ул. Молодёжная д. 9	1
	АО ЛОЭСК	ул. Комсомольская д. 30 А	2
29	Максимов М.Н.	ул. Ленинградская д. 80	1
30	Ассоциация Москва	пр. Героев д. 49 А	1
31	ООО МП ОЛЬГА	ул. Космонавтов д. 24 А	1
32	ООО НЕДА	пр-д Липовский д. 4	1
33	ПМРО ПРИХОД СОБОРА БОЖИЕЙ МАТЕРИ НЕОПАЛИМАЯ КУПИНА	пр-д Соборный д. 1	1
34	АО НИИ ОЭП	ул. Ленинградская д. 29	1
35	ГК ОПТИК - 2	ул. Ленинградская д. 31	1
36	Новосёлова М. А.	пр-д Липовский д. 5	1
37	ООО ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ФАКТОР	ул. Парковая д. 20 А	1
38	Писарева Э. В.	ул. Красных Фортов д. 35 А	1
39	АО ПОЧТА РОССИИ	ул. 50 лет Октября д. 4	1
40	ООО ПРЕДПРИЯТИЕ БИ-БИ	ул. Парковая д. 10	1
41	ООО ПРОФМЕД	ул. Пионерская д. 2	1
42	Резник Г. И.	ул. Парковая д. 38 А	1
43	Риехкакайнен А. В.	пр. Героев д. 76	1
44	ПАО РОСТЕЛЕКОМ	ул. Красных Фортов д. 22	1
45	Савельев А. В.	пр. Героев д. 49/1	1
46	ООО САЖЕНЬ	ул. Красных Фортов д. 24	1
47	Сафин Р. Ш.	ул. Комсомольская д. 28	1
48	ООО СБТ	ул. Сибирская д. 7	1
		ул. Солнечная д. 28	1
		ул. Молодёжная д. 36	1
		ул. 50 лет Октября д. 16	1
		пр. героев д. 49	1
49	ООО СЕДЬМОЙ КВАРТАЛ	пр-д Липовский д. 1 А	1
50	ООО СОНЕТ	пр-д Липовский д. 1	1
51	ООО СИСТЕМЫ ПБО	ул. Солнечная д. 22 А	1
52	ГАУ ЛО СТЦ ЛО	ул. Соколова д. 7	1
53	АО ТАВРИЧЕСКИЙ БАНК	ул. Ленинградская д. 42	1
54	ООО ТЖК - 2	ул. Парковая д. 9	1
		ул. Петра Великого д. 9	1
55	ООО ТИТАНЖИЛКОМ	ул. Ленинградская д. 33	1
		ул. Петра Великого д. 17	1
56	ООО УК ПОРТАЛ	ул. Красных Фортов д. 20 А	1
57	ЦЕРКОВЬ ХРИСТИАН - БАПТИСТОВ	ул. Речная д. 5	1
58	ООО ЦСМ ТИТАНМЕД	ул. Комсомольская д. 16	1
		ул. Ленинградская д. 32	1
59	ООО ЭКОМАКС	ул. Парковая д. 8	1
60	ЗАО ЭЛЕФАНТ	ул. Ленинградская д. 60	1
61	ООО ЭРКО	ул. Красных Фортов д. 10	1
ПРОМЗОНА			
1	АО «Концерн ТИТАН-2»	АБК СМУ - 7	2
		Копорское шоссе, д.30	1
		Копорское шоссе д.56	4
		Копорское шоссе д.70	1
2	ООО «Русэнерго»	Копорское шоссе, д. 10	1
3	Гукасов О.Ю.	ул. Мира, д. 1	1
4	АО «Атомэнергоремонт»	ул. Мира, д. 1	1
5	ООО «Техосмотр»	ул. Мира, д. 1	1
6	ООО «СММ – ТЯЖМАШ»	ул. Мира, д. 1	1

№	Наименование организации	Адрес, местонахождение	Количество приборов учета тепла (тепловой узел)
7	ООО «Балткабель»	Копорское шоссе, д. 26, корп.2,3	2
8	АО «СЭМ»	Копорское шоссе, д. 36, Копорское шоссе, д. 64	1 1
10	ООО «СМЗ»	ул. Мира, д. 1	4
11	ООО «Логотрейд»	Копорское шоссе, д. 26, корп.5	1
12	ЗАО «Ручьевский рыбокомбинат»	ул. Мира, д. 12	1
13	ООО «Гарант-Строй»	ул. Мира, д. 1	1
14	ЗАО «КОНМЕТ»	Копорское шоссе, д. 46	2
15	ООО «ЛУЧ»	ул. Мира, д. 1 (цех, РСУ)	2
16	ООО «Ирбис»	ул. Лесная, д. 6	1
17	ООО «Базис-Мет»	Вокзальный проезд, д.4	1
18	ООО «Стил Крафт»	ул. Мира, д. 1	1
19	ООО «Балтийские технологии»	ул. Мира, д. 1	1
20	ООО «ПРОМТЕХНОЦИНК»	ул. Мира, д. 1	2
21	ИП Риехакайнен А.В.	Копорское шоссе	1
22	ООО «БИС»	Копорское шоссе, д.38	1
23	ООО " Эл ЭН Ар ПИ"	Вокзальный проезд, д.1	1
24	АО «СХМ»	Промзона, а/я 47	1
25	ООО «НХК»	ул. Мира, д.1 (столовая АБК, магазин, главный корпус)	3
26	ООО «ПРОГРЕСС»	промзона УЖДТ	1
27	ООО «Ленинградская АЭС-Авто»	Копорское шоссе, зд. 6 (СТК)	1
28	ООО " АПЕКС"	ул. Мира, д.1	1
29	ООО «СММ Тяжмаш»	ул. Мира, д.1	1
30	ООО «Титан технолоджи пайплайн»	Копорское шоссе, д. 70	1
31	ИП Гусейнов	ул. Мира, д.1 (клуб М1, АБК, мойка)	3
32	ООО «ПРОМЭКС»	ул. Мира, д.1 (ТП 1, ТП2)	2
33	ООО «Скинест АГВ»	Вокзальный проезд	1
34	ООО «Сосновоборская продуктовая компания»	Копорское шоссе, д. 24	1
35	ООО «ЭЛКОМ»	Вокзальный проезд, д.3	1
36	Фролкина Л.К.	Копорское шоссе, д.26, корп. 13	1
37	ТСН «Сириус»	Вокзальный проезд, д. 7	1
38	ООО «Электро Строй Комплект»	ул. Индустриальная, д. 1	1
39	ООО «СВН»	ул. Мира, д.1	1

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

Взаимодействие диспетчерских служб Ленинградской АЭС и СМУП «ТСП» осуществляется в соответствии с положениями эксплуатационного соглашения к договору теплоснабжения № 40001827/98587-Д тепловая энергия и теплоноситель:

Взаимодействие диспетчерских служб (эксплуатационной смены) Ленинградской АЭС в здании 700 и эксплуатационной смены СМУП «ТСП» в здании котельной осуществляется в соответствии с эксплуатационным соглашением к договору. Регулирование отпуска тепла в течение отопительного и горячего водоснабжения в межотопительном сезоне осуществляется в соответствии с температурой наружного воздуха, согласно заданию диспетчера



теплоснабжающей организации СМУП «ТСП». При этом используется городская телефонная сеть и мобильная сотовая связь. Средства автоматизации, телемеханизации не используются.

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

На момент актуализации схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа действующих центральных тепловых пунктов и насосных станций в системе централизованного теплоснабжения не выявлено.

### **3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

По состоянию на 01.01.2024 г. на тепловых сетях Сосновоборского городского округа устройства защит тепловых сетей от превышения давления отсутствуют.

### **3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Согласно статьи 15 части 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года №190-ФЗ, в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации), орган местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченный орган исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение шестидесяти дней с даты их выявления обязан обеспечить проведение проверки соответствия бесхозного объекта теплоснабжения требованиям промышленной безопасности, экологической безопасности, пожарной безопасности, требованиям безопасности в сфере теплоснабжения, требованиям к обеспечению безопасности в сфере электроэнергетики (далее в настоящей статье - требования безопасности), проверки наличия документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, обратиться в орган, осуществляющий государственную регистрацию права на недвижимое имущество (далее - орган регистрации прав), для принятия на учет бесхозного объекта теплоснабжения, а также обеспечить выполнение кадастровых работ в отношении такого объекта теплоснабжения. Датой выявления бесхозного объекта теплоснабжения считается дата составления акта выявления бесхозного объекта теплоснабжения по форме, утвержденной органом местного самоуправления поселения, городского округа или муниципального округа либо уполномоченного органа исполнительной власти города федерального значения Москвы, Санкт-Петербурга или Севастополя.

На территории Сосновоборского городского округа выявлены бесхозные объекты системы теплоснабжения. Перечень участков бесхозных тепловых сетей представлен в таблице 23.

**Таблица 23 – Перечень участков бесхозных тепловых сетей**

№ п/п	Бесхозные сети, обслуживаемые СМУП «ТСП»		
	Наименование сети	Номер постановления	Протяженность, п.м.
1.	Тепловая сеть от врезки тепловую магистраль в районе АБЗ до врезки в здание УТО и О ПАО «СУС» в г. Сосновый Бор	№ 4562 от 30.12.2019	771
2.	Тепловая сеть от ТК-7 до теплового узла здания №19 по ул. Комсомольской	№4247 от 25.11.20219	16
3.	Тепловая сеть от тепловой камеры УТ-1 до тепловой камеры ТК-30д у здания газобаллонной, расположенная в г. Сосновый Бор, Больничный городок	№1352 от 17.07.2020	85

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

Данные энергетических характеристик тепловых сетей Сосновоборского городского округа отсутствуют.

### **3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения в эксплуатацию были введены новые тепловые сети, перечень которых, предоставлен в таблице 24.

**Таблица 24 – Сведения о тепловых сетях введенных в 2022-2023 г.г.**

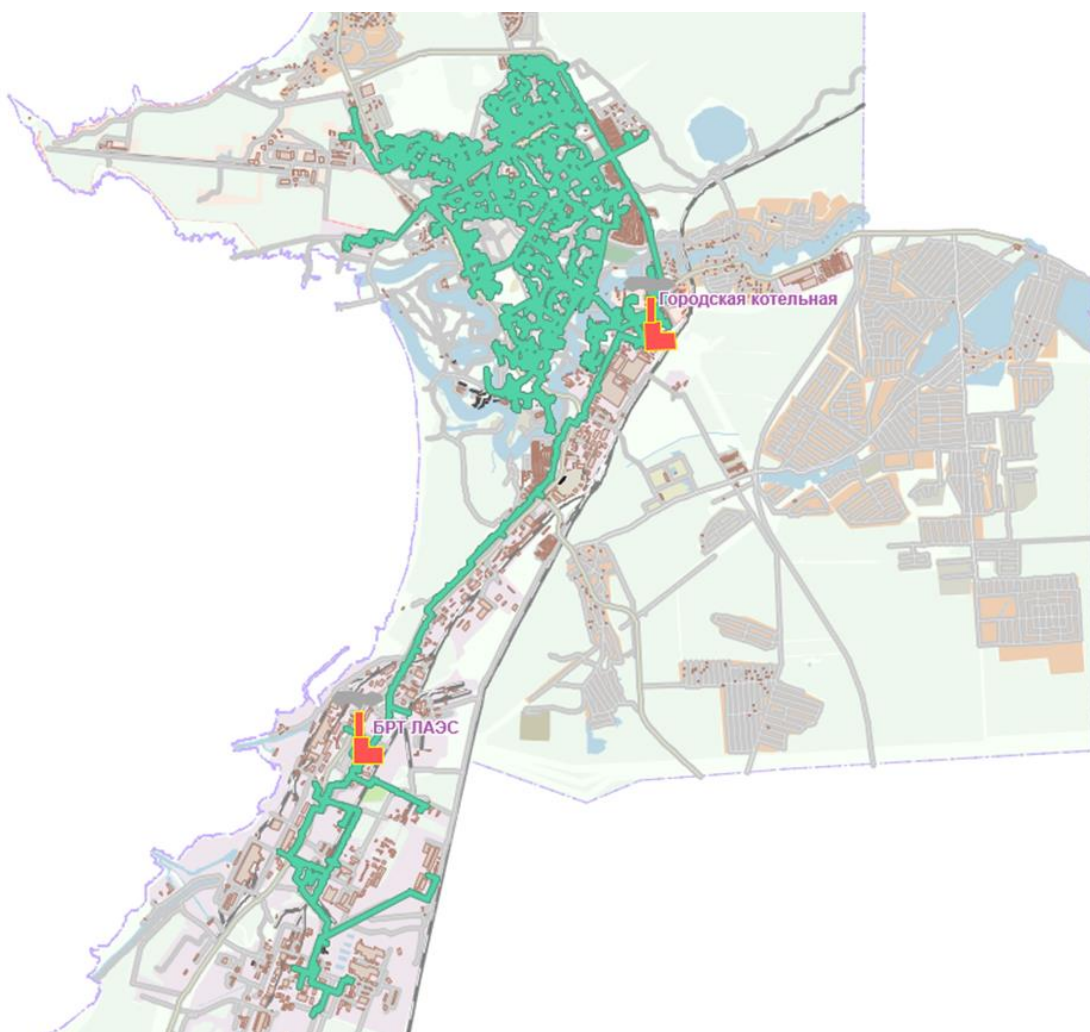
Дата принятия на учет	Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Длина участка (в 2-х трубном исчислении), м	Тип прокладки (надземная, подземная)	Вид прокладки (канальная, бесканальная)	Тип изоляции	Тип компенсирующих устройств	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Глубина заложения до оси трубопроводов на участке Н, м	Балансовая принадлежность	Характеристика грунтов в местах прокладки	Количество отказов		
													2021 г.	2022 г.	2023г.
23.01.2023	от ТК-26а/7	до здания детского сада по Липовскому проезду, 29а	76	109	подземная	канальная	ППУ	магистральный компенсатор, углы поворотов	2022	1,8	хозведение	супесь	0	0	0
	Молодежная, 25	Молодежная, 29а Волшебный фонарь	57	45	подземная	бесканальная	ППУ		2022	1.2-1.8	хозведение	супесь	0	0	0
13.10.2022	ТК-7	Комсомольская, 19	57	16	подземная	канальная	Маты минераловатные		1973	1,2-1,8	хозведение	супесь	0	0	0
13.10.2022	ТК УТ-1	ТК-30д Больничный городок	159	85	подземная	канальная			2004	1.2-1,8	хозведение	супесь	0	0	0
22.11.2022	Т/сеть от врезки в тепловую магистраль в районе АБЗ	до врезки в здание УТОиО ПАО «СУС»	108	167,8	надземная, подземная	бесканальная, канальная			1964	1.2-2,5	хозведение	супесь	0	0	0

#### **Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии муниципального образования**

##### **4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории муниципального образования, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Зоны деятельности источников теплоснабжения в системе теплоснабжения на территории городского округа описаны в Части 1 «Функциональная структура теплоснабжения» и Части 2. «Источники тепловой энергии» книги 2 Обосновывающих материалов актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области на период до 2032 года (актуализация на 2024 год).

Существующие зоны действия источников теплоснабжения Сосновоборского городского округа представлены на рисунке 14.



**Рисунок 14 – Существующие зоны действия источников теплоснабжения  
Сосновоборского городского округа**

## **Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии**

### **5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии**

Развитие строительства жилых домов, следует взаимно связывать с созданием соответствующей инфраструктуры (ипотечного кредитования, реализации и переработки производимой домашними хозяйствами сельскохозяйственной продукции, производство строительных материалов, строительства). Инфраструктура жилищного строительства может быть использована для создания производственных объектов различной направленности.

Оценка потребления товаров и услуг теплоснабжающих организаций играет важное значение при разработке схемы теплоснабжения. Во-первых, объемы потребления должны быть обеспечены соответствующими производственными мощностями систем теплоснабжения. Системы теплоснабжения должны обеспечивать потребителей тепловой энергией в соответствии с требованиями к качеству, в том числе круглосуточное и бесперебойное снабжение. Во-вторых, прогнозные объемы потребления тепловой энергии должны учитываться при расчете тарифов, которые являются одним из основных источников финансирования инвестиционных программ теплоснабжающей организации.

Объёмы потребления тепловой энергии по элементам территориального деления приведен в таблицах 25-26.

**Таблица 25 – Значения спроса тепловой мощности Ленинградской АЭС на территории Сосновоборского городского округа, Гкал**

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
1	Произведено тепловой энергии (выработка)	911268,52	838799,6	871 216,83
1.1	Собственные нужды	171898,95	169 215,58	157 515,03
1.2	Отпуск с коллекторов	911268,52	838799,6	871 216,83
1.3	Отпуск тепловой энергии потребителям (полезный отпуск)	739369,57	669 584,02	713 701,80
1.3.1.	отопление	576 888,35	519322,89	521 725,95
1.3.2.	ГВС (м3)	2 055 791,77	1 884 564,61	2 011 974,10

**Таблица 26 – Значения спроса тепловой мощности СМУП «ТСП» на территории Сосновоборского городского округа, Гкал**

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
1	Произведено тепловой энергии (выработка)	20183,9	28731,72	7333,28
2	Собственные нужды	2942,91	2176,59	390,9
3	Получено тепловой энергии со стороны	658399,5	626183,66	639053,40
4	Отпущено тепловой энергии	594671,2	575070,22	569650,85
4.1.	Отпущено тепловой энергии своим потребителям	593961,5	565892,7	524391,55
4.1.1.	Населению	395557,1	378139,20	333562,75
4.1.2.	Бюджетофинансируемым	58241,6	58571,29	59987,71
4.1.3.	Прочим организациям	140162,8	129182,28	130841,09

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
4.2.	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	709,7	9177,45	14201,42

Общая расчетная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к теплогенерирующим мощностям БРТ Ленинградской АЭС и котельной СМУП «ТСП» по состоянию на 01.01.2024 г. составляет 534,416 Гкал/ч.

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

В Сосновоборском городском округе потребление тепловой энергии делится на два района теплоснабжения: промышленная зона 1 и промзона 2.

Значения тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа представлены в таблице 27.

**Таблица 27 – Значения тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии Сосновоборского городского округа**

Район теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей компании	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час
Промышленная зона 1, Городская зона	БРТ Ленинградской АЭС, котельная СМУП «ТСП»	366,416
Промышленная зона 2	БРТ Ленинградской АЭС	168,0

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

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ № 190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не допускается.

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии установлены во вновь построенном жилом комплексе по адресу ул. Парковая, 6, ул. Молодежная, д. 43 к. 1, к. 2, ул. Набережная, д. 19.

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

Объём потребления тепловой энергии по элементам территориального деления приведен в таблице 28.

**Таблица 28 – Потребление тепловой энергии (мощности) на территории Сосновоборского городского округа**

Категории потребителей	Тепловая нагрузка (мах), Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС	Нагрузка суммарная, Гкал/час
Население (многоквартирные дома)	116,02	0,00	98,05	214,070
Потребители городской зоны	47,78517	23,86343	26,68026	98,329
Предприятия Промышленной зоны	-	-	-	54,017
Итого				366,416

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

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 № 313 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, водоотведению, горячему водоснабжению и отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учёта» (с изменениями на 23 апреля 2021 года).

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных жилых домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета представлены таблице 29.

**Таблица 29 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных жилых домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета**

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв. м. общей площади жилых помещений в месяц
1.	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2.	Дома постройки 1946 – 1970 гг.	0,02595
3.	Дома постройки 1971 – 1999 гг.	0,02490
4.	Дома постройки после 1999 года	0,01485

#### **Примечания**

1 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

2 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению определены расчетным методом исходя из установленной продолжительности отопительного периода, равной восьми календарным месяцам, в том числе неполным.

3 В норматив потребления коммунальной услуги по отоплению включен расход тепловой энергии исходя из расчета на 1 кв.м площади помещений для обеспечения температурного режима помещений, содержания общего имущества многоквартирного дома с учетом оплаты за отопление в течение периода, равного продолжительности отопительного сезона.

4 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению распространяются на общежития (коммунальные квартиры).

Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению установлен без привязки к конкретному городу, тем более – к конкретному объекту, в нормативах не учтены осенне-весенние «перетопы», возникающие в связи с использованием в Сосновоборском городском округе открытой схемы теплоснабжения. Нормативы на отопление для домов годов постройки после 1999 года ниже в 1,68 раза нормативов для домов постройки 1971-1999 годов и в 1,75 раза домов, построенных после 1946 года. Более низкие нормативы установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, учитывающими использование при новом строительстве энергосберегающих технологий, в том числе наличие в индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) автоматики с погодным регулированием. В связи с тем, что зачастую автоматика с погодным регулированием либо отсутствует, либо не работает, жители оплачивают тепловую энергию по заниженному нормативу. В результате у теплоснабжающей организации растут убытки, т.к. отпущенный энергоресурс не оплачен.

Нормативы потребления коммунальных услуг по водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 года N 25 (в редакции постановления Правительства Ленинградской области от 28 декабря 2017 года N 632).

Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области представлены в таблице 30.

**Таблица 30 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области**

Система горячего водоснабжения	Норматив расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (Гкал на 1 куб.м в месяц)	
	с наружной сетью горячего водоснабжения	без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,069	0,066
без полотенцесушителей	0,063	0,061
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,074	0,072
без полотенцесушителей	0,069	0,066

Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области представлены в таблице 31.



**Таблица 31 – Нормативы потребления коммунальной услуги по холодному водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области**

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления коммунальной услуги (куб.м/чел. в месяц)	
		холодное водоснабжение	водоотведение
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:		
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	4,59	7,56
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	4,54	7,46
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	4,49	7,36
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	3,99	6,36
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	3,15	4,66
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	2,05	
3	Дома с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением, водонагревателями, оборудованные:		
3.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	7,56	7,56
3.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	7,46	7,46
3.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	7,36	7,36
3.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	6,36	6,36
4	Дома, оборудованные ваннами, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и водонагревателями на твердом топливе	6,18	6,18
5	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и газоснабжением	5,23	5,23
6	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением	4,28	4,28
7	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, газоснабжением, без централизованного водоотведения	5,23	
8	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения	4,28	
9	Дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	1,3	
10	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	3,16	4,88

**5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Суммарная тепловая нагрузка потребителей Сосновоборского городского округа Ленинградской области на 01.01.2024 г. составляет 534,416 Гкал/час. Отпуск тепловой энергии необходимой для покрытия нагрузок с учетом потерь в сетях составляет 607,886 Гкал/час.

**5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Сведения об объектах, подключенных к тепловым сетям за 2022–2023 годы представлены в таблице 32-33.

**Таблица 32 – Сведения об объектах, подключенных к тепловым сетям за 2022–2023 годы, Гкал**

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес потребителя	Дата ввода в эксплуатацию	Отопление	Вентиляция	ГВС	Суммарно	Потери	ГВС/м³
2022 год									
1	ГБУ ЛО СББЖ Ломоносовского района	Петра Великого, уч. 7	04.03.2022	43,27	28,63	41,03	77,67	5,77	684,02
2	Концерн «Титан-2»	Липовский, д. 29а	08.04.2022	52,52	0,0	180,47	56,73	4,21	3008,33
Итого				95,79	28,63	221,5	134,4	9,98	3692,35
2023 год									
1	МБДОУ «Детский сад №10»	Липовский, д. 29а	13.04.2023	207,62	73,45	266,85	281,07	0	4448,34
2	ООО «Апарт-отель на Петра Великого»	Петра Великого, зд. 21	01.10.2023	1822,27	0	4589,43	1968,05	145,782	76490,11
3	ООО «Дипломат Девелопмент»	Пр. Героев, д. 74	02.11.2023	279,95	238,6	135,65	560,11	41,49	2261,35
4	АО «АЭН»	Липовский пр.	02.11.2023	213,54	0	96,4	230,62	17,08	1606,35
5	Фонд ЛО	Моховая, д. 2 МКД	15.02.2023	0,18721	0	0,168865	0,187	0	
Итого				2523,38	312,1	5088,33	3039,85	204,352	84806,15

**Таблица 33 – Сведения об объектах, подключенных к тепловым сетям за 2022–2023 годы, Гкал/ч**

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Акт Ростехнадзора	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				
				отопление	вентиляция	ГВС	Техн. нужды	Всего
1	МБДОУ "Детский сад №10"/Концерн "Титан-2"	Липовский, д. 29а	17.08.2022	0,17914	0,21202	0,16816	0,01548	0,5748
2	ООО "Апарт-отель на Петра Великого"	Петра Великого, зд.17	17.04.2023	0,76809	0	1,0476	0	1,81569
3	ООО "Дипломат Девелопмент"	пр. Героев, д. 74	02.11.2023	0,118	0,228	0,068	0	0,414
4	АО "АЭН"	Липовский пр., д.15	02.11.2023	0,09	0	0,033	0	0,123
5	Фонд защиты прав граждан - участников долевого строительства ЛО	Моховая д. 2 МКД	16.02.2023	0,18721	0	0,168865	0	0,356075
6	ГБУ ЛО СББЖ Ломоносовского района	Петра Великого, уч. 7	31.03.2022	0,0186	0,0322	0,020855	0	0,071655

Описание изменений договорных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии представлено в таблице 34.

**Таблица 34 – Сравнение изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии в Сосновоборском городском округе**

№ п/п	Район теплоснабжения	Присоединенная нагрузка потребителей на 01.01.2024г. (существующая актуализация), Гкал/ч	Присоединенная нагрузка потребителей на 01.01.2022г. (предыдущая актуализация), Гкал/ч
1	Промышленная зона 1 Городская зона	366,416	270,40
2	Промышленная зона 2	168,00	168,00

## **Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки**

### **6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения**

В рамках работ по актуализации схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа на период до 2032 г. на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей, данных по располагаемым мощностям и собственным нуждам энергоисточников, были актуализированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Существующие балансы тепловой мощности представлены в таблице 35.

**Таблица 35 – Существующий тепловой баланс системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа на базовый 2023 г.**

Наименование показателя	2023г.
Установленная тепловая мощность котельной СМУП «ТСП», Гкал/ч	119,50
Установленная тепловая мощность котельной ООО «ТСП», Гкал/ч	100,00
Располагаемая тепловая мощность станции (ЛАЭС), Гкал/ч	800,00
Располагаемая мощность в сторону СМУП ТСП (вывод БРТ в сторону города), Гкал/ч	567,00
Располагаемая тепловая мощность котельной СМУП «ТСП», Гкал/ч	93,8
Располагаемая тепловая мощность котельной ООО «ТСП», Гкал/ч	100,0
Потери в тепловых сетях в горячей воде, Гкал/ч	73,47
Подключаемая нагрузка (вывод №1), Гкал/ч	366,416
Подключаемая нагрузка (вывод №2), Гкал/ч	168,00
Отпуск т/э в сеть, необходимой для покрытия нагрузки, Гкал/ч	607,886
Резерв(+) / Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч	385,914
Резерв(+) / Дефицит(-) тепловой мощности по располагаемой мощности в сторону СМУП «ТСП», Гкал/ч	320,914
Зона действия источника тепловой мощности, га	529,616
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,01

### **6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения**

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является — определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Значения резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто», представлено в таблице 36.

**Таблица 36 – Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельным на 2022 год**

№ п/п	Теплоисточник	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч	Резерв(+) / Дефицит(-) тепловой мощности с учетом дефицита по расходу газа городской котельной, Гкал/ч, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности, %
1	Ленинградская АЭС	385,914	292,114	38,83
2	Котельная СМУП «ТСП»			
3	Котельная ООО «ТСП»			

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

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчетный комплекс ZuluThermo 8.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

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.

Гидравлические режимы тепловых сетей обеспечиваются загрузкой насосного оборудования, установленного на источниках тепловой энергии.

Проведенный анализ показал, что существующие тепловые сети имеют резерв мощности по пропускной способности, позволяющий обеспечить тепловой энергией новых потребителей.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 8.0. Результаты выполненных гидравлических расчетов (отображение пути теплоносителя, пьезометрические графики) представлены в Главе 5 «Мастер-план развитие системы теплоснабжения».

#### **6.4.Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Основные причины возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения:

1. Незапланированный вывод из работы одно или нескольких энергоблоков ЛАЭС;
2. Отсутствие плавного регулирования расхода теплоносителя на БРТ.
3. Не введена в эксплуатацию подкачивающая насосная станция здания 716.

Дефицит тепловой мощности приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных температурах наружного воздуха и близких к ним, т.е. происходит недогрев потребителей, подключенных к источникам тепловой энергии, работающих с дефицитом тепловой мощности.

На территории Сосновоборского городского округа отсутствуют зоны с дефицитом тепловой мощности.

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

Резервную тепловую мощность предполагается использовать для покрытия перспективной тепловой нагрузки микрорайонов городского округа без расширения технологических зон действия источников в связи с их обособленностью.

По итогам ввода дополнительных котлов на котельной резерв мощности для покрытия пиковых нагрузок, покрытия нагрузок по состоянию на базовый 2023 год составляет – 385,914 Гкал/ч.

#### **6.6.Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения представлено в таблице 37.

**Таблица 37 – Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	Ранее утвержденная Схема (факт 2021 г.)	Существующая актуализация (факт на 2023 г.)
1	Подключаемая нагрузка (вывод №1), Гкал/ч	Гкал/час	270,4	366,416
2	Подключаемая нагрузка (вывод №2), Гкал/ч	Гкал/час	168,00	168,00
3	Потери в теплосетях, Гкал/ч	Гкал/час	71,75	73,47
4	Отпуск т/э в сеть, необходимой для покрытия нагрузки, Гкал/ч	Гкал/час	510,85	607,886
5	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Гкал/час	997,90	993,80
6	Ленинградская АЭС	Гкал/час	800,0	800,0
7	Котельная СМУП «ТСП»	Гкал/час	97,90	93,80
8	Котельная ООО «ТСП»	Гкал/час	100,00	100,00
9	Резерв(+) / Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч	Гкал/час	487,05	385,914
10	Резерв(+) / Дефицит(-) тепловой мощности с учетом дефицита по расходу газа городской котельной, Гкал/ч	Гкал/час	389,15	292,114

## **Часть 7. Балансы теплоносителя**

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

Промконтур БРТ, предназначенный для передачи тепла нерегулируемых отборов турбин через БТС здания 601 сетевой воде в теплообменниках БРТ. Каждый из контуров имеет свою систему водоподготовки. Водоподготовительная установка предназначена для подпитки промконтуров БРТ. Ввиду небольшой протяженности контура и малой величины утечек нормативная величина утечки не должна превышать 5 м<sup>3</sup>/ч. Производительность оборудования системы химводоподготовки промконтура БРТ полностью удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Балансы теплоносителя для промконтура БРТ не приводятся.

Балансы теплоносителя для тепловой сети от БРТ до потребителей тепловой энергии рассчитаны с учетом требований п. 6.17 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» к нормативному объему подпитки для открытых систем теплоснабжения и производительности существующих водоподготовительных установок (ВПУ), расположенных на городской котельной и БРТ Ленинградской АЭС, осуществляющих подпитку тепловой сети.

Горячее водоснабжение потребителей, подключенных к выводам БРТ, осуществляется по открытой схеме. Для подпитки тепловых сетей используется хозпитьевая вода. Подготовка подпиточной воды осуществляется на деаэрационно-подпиточной установке, размещенной в здании бойлерной. Вода, насосами сырой воды НСВ, подается к теплообменникам сырой воды ТСВ, где температура исходной воды повышается до 35°С и направляется на ХВО. Нагрев исходной воды в теплообменниках производится деаэрированной водой с температурой 45°С. Химочищенная вода после ХВО поступает на декарбонизаторы Д, где освобождается от СО<sub>2</sub> и сливается в баки декарбонизированной воды БДВ.

Производительность одного декарбонизатора 550 м<sup>3</sup>/час. Из баков БДВ вода подается насосами декарбонизированной воды НДВ в вакуумные деаэраторы. Температура деаэрации составляет 45°С при абсолютном давлении 0,098 ат (74,5 мм.рт.ст.). В качестве греющего потока принята сетевая вода после подогревателей ПСВ. Вакуум поддерживается вакуумными насосами НВ. Деаэрированная вода поступает в промежуточный бак БП откуда подается насосами НДВ в теплообменники, где охлаждается до температуры 25°С и далее поступает на всас подпиточных насосов НПВ и в баки аккумуляторы.

Нормативы качества химически-очищенной воды приведены в таблице 38.



**Таблица 38 - Характеристики фильтров очистки воды (ФОВ) применяемых на технологических водозаборах**

Показатель качества	Исходная вода	Подпиточная вода для водогрейных котлов	Подпиточная вода для паровых котлов
Мутность, мг/кг	1,0	1,5	1,5
Солесодержание, мг/кг	185	-	120
Общая жесткость, мг-экв/кг	4,5	1,2	0,015
Кальциевая жесткость, мг-экв/кг	2,8	-	-
Щелочность, мг-экв/кг	2,9	-	-
Карбонатный индекс, (мг-экв/кг) <sup>2</sup>	-	1,5	-
Содержание железа, мкг/кг	250	250	300
Содержание кислорода, мкг/кг	-	30	30
Содержание углекислого газа, мкг/кг	-	отсутствие	отсутствие
Значение рН при 25°C	6,5-7,5	7,0-8,5	8,5-105
Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	-	1000	3000
Карбонатная жесткость, мг-экв/кг	-	0,4	-

Анализ данных, приведенных в таблице 38, позволяет сделать вывод о соответствии показателей качества воды требованиям СанПиН 1.2.3685-21.

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

Аварийный режим работы системы теплоснабжения определяется в соответствии с п.6.16÷6.17 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, по которой рассчитываются водоподготовительные установки при проектировании тепловых сетей.

СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 п.6.16 «Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчётные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения.

Расчётные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчётные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м<sup>3</sup>/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединённых через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчётных технологических потерь (затрат) сетевой воды необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % объёма теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов.

Расчётная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

Балансы производительности ВПУ источников тепловой энергии и нормативной подпитки тепловой сети представлены в таблице 39.

**Таблица 39 – Существующий объем аварийной подпитки в тепловых сетях**

Наименование источника	Объем тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Нормативный объем подпитки, м <sup>3</sup> /ч	Производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ, м <sup>3</sup> /ч	Доля резерва производительности ВПУ, %
БРТ Ленинградской АЭС	47679,62	411,9	1200,000	1388,1	77,12
Котельная СМУП «ТСП»			600,000		

**7.3.Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Значительных изменений в балансах водоподготовительных установок не зафиксировано.

## Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

Топливом для реакторов РБМК-1000 Ленинградской АЭС является диоксид урана в виде тепловыделяющих сборок.

Виды основного и резервного топлива, используемые котельными на территории Сосновоборского городского округа по состоянию на начало 2024 г. представлены в таблице 40.

**Таблица 40 – Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии**

№ п/п	Наименование источника	Адрес	Топливо	
			основное	Резервное/аварийное
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	Г. Сосновый Бор, Ленинградская область, Копорское ш., 445	диоксид урана	Не предусмотрено
2	Котельная СМУП «ТСП»	Г. Сосновый Бор, Ленинградская область, ш. Копорское, 10	природный газ	мазут

Расход основного топлива источниками теплоснабжения Сосновоборского городского округа за 2023 год представлен в таблице 41.

**Таблица 41 – Расход основного топлива источниками теплоснабжения Сосновоборского городского округа**

Наименование источника	Показатель, ед. измерений	Значения
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	Производство тепловой энергии (Гкал)	871216
	Собственные нужды (Гкал)	157515
	Отпуск тепловой энергии (Гкал)	713701
	Удельный расход условного топлива, кг.у.т./Гкал	148,6
	Расход условного топлива т.у.т.	129463
Котельная СМУП «ТСП»	Производство тепловой энергии (Гкал)	7333,28
	Собственные нужды (Гкал)	390,9
	Отпуск тепловой энергии (Гкал)	6942,38
	Удельный расход условного топлива, кг.у.т./Гкал.	158,98
	Расход условного топлива, т.у.т.	1165,883
	Расход натурального топлива, тыс. м3	1000,844

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

Резервное (аварийное) топливо - топливо, предназначенное для использования при ограничении или прекращении подачи основного вида топлива.

Резервное топливное хозяйство - комплекс оборудования и устройств, предназначенных для хранения, подачи и использования резервного (аварийного) топлива.

Согласно СП 89.13330.2011 «Котельные установки», виды топлива основного, резервного и аварийного, а также необходимость резервного или аварийного вида топлива для котельных устанавливаются с учетом категории котельной, исходя из местных условий эксплуатации и по согласованию с топливоснабжающими организациями.

Резервное и аварийное топливо на Ленинградской АЭС не предусмотрено. Создание резерва топлива на АЭС не регламентируется нормативными требованиями.

В качестве резервного топлива на котельной СМУП «ТСП» используется топочный мазут марки М-100. Общий нормативный запас топлива составляет 710 тонн мазута, что составляет пятидневный нормативный запас аварийного топлива.

### 8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

ГРС «Сосновый Бор» является источником газа для Сосновоборского городского округа и осуществляет подачу природного газа в газораспределительную сеть. ГРС «Сосновый Бор» подключена к магистральному газопроводу «Кохтла-Ярве – Ленинград II» посредством газопровода-отвода диаметром 273 мм.

Акционерное общество «Газпром газораспределение Ленинградская область» (далее – АО «Газпром газораспределение Ленинградская область») осуществляет транспортировку природного газа потребителям и обеспечивает эксплуатацию систем газоснабжения на территории Ленинградской области, в т. ч. на территории Сосновоборского городского округа.

Сосновоборский участок газоснабжения входит в Ломоносовский район газоснабжения и эксплуатируется Филиалом АО «Газпром газораспределение Ленинградская область» в г. Кингисепе. ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» осуществляет организацию взаимодействия поставщиков газа и газораспределительных организаций на территории Ленинградской области.

Основные характеристики поставляемого на котельную природного газа приведены 42.

**Таблица 42 – Характеристики поставляемого на котельную СМУП «ТСП» природного газа**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норм. значение по ГОСТ 5542	Среднемес. показатель
1	Теплота сгорания низшая при 25°C и 101,325 кПа	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	33,91 (8099)
2	Число Воббе высшее	МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> )	ГОСТ 31369-2008	41,2-54,5 (9850-13000)	49,66 (11861)
3	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.7-2008	не более 1,0	0,0061
4	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,0010
5	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	менее 0,0010

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норм. значение по ГОСТ 5542	Среднемес. показатель
6	Масса механических примесей в 1 м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
7	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	не определяется
8	Температура точки росы газа во влаге	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	-30,7
9	Температура газа	°С	-	-	+8,2
10	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,662
11	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,165
12	Плотность газа при 20°С и 101,325 кПа	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 17310-02, ГОСТ 31369-2008	-	0,692 0,6906

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

Поставка природного газа, как основного вида топлива для городской котельной, осуществляется по магистральному газопроводу Грязовец-Ленинград, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница. Поставщиком топлива является ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург». Пропускная способность газопровода удовлетворяет потребности в топливе при работе котельной на мощности не более 100 Гкал/час.

#### **8.5. Описание видов топлива, их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

Поставщиком газа на источник является ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург». Цена на газ формируется из регулируемой оптовой цены на газ, рассчитанной по формуле цены газа, утверждённой ФСТ России, платы за снабженческо-сбытовые услуги, определённой в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. В таблице 43 представлена калорийность видов топлива.

**Таблица 43 – Калорийности видов топлива**

Вид топлива	Ед. изм.	Низшая теплота сгорания	Коэф. пересчета в условное топливо	Плотность, кг/куб.м
Природный газ	куб.м	8185 ккал/куб.м	1,169	0,696
Дизельное топливо	кг	10300 ккал/кг	1,471	860
Мазут топочный	кг	9700 ккал/кг	1,386	890
Уголь	кг	4354 ккал/кг	0,622	-

#### **8.6. Описание преобладающего в муниципальном образовании вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании**

Преобладающим видом топлива является ядерное топливо.

### **8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса муниципального образования**

В перспективе развития систем теплоснабжения Сосновоборского городского округа, смена вида топлива на источниках тепловой энергии не предполагается. Характеристики топлива остаются неизменными на весь расчётный срок схемы.

### **8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За базовый период в структуре топливных балансов существующих источников не произошло. Изменения объемных показателей потребления основного топлива связаны с неравномерностью температуры наружного воздуха в отопительный период и прочими климатическими характеристиками. Количество используемого основного топлива котельных Сосновоборского городского округа представлено в таблице 44.

**Таблица 44 - Количество используемого основного топлива котельных Сосновоборского городского округа**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расход условного топлива, т.у.т		
		2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом «Ленинградская АЭС»	135414	124646	129463
2	Котельная СМУП «ТСП»	3058,826	4328,631	1165,883

## **Часть 9. Надежность теплоснабжения муниципального образования**

### **9.1. Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схемы теплоснабжения**

Термины и определения, используемые в данном разделе, соответствуют определениям ГОСТ Р 27.102-2021 «Надёжность в технике. Надежность объекта. Термины и определения».

Надёжность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надёжность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определённые сочетания этих свойств.

Безотказность – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

Долговечность – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

Ремонтпригодность – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

Исправное состояние – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неисправное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Работоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные

состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

Предельное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

Дефект – по ГОСТ 15467;

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т. е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);
- отказ системы теплоснабжения – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надёжности термин «повреждение» будет употребляться только в отношении событий, к которым в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности.

К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей.

Менее надёжным местом в системе теплоснабжения является оборудование, исчерпавшее свой ресурс, а также участки тепловой сети, которые находятся в аварийном состоянии.



В соответствии с «Организационно-методическими рекомендациями по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надёжности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» МДС 41-6.2000 и требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» оценка надёжности систем коммунального теплоснабжения по котельной производится по следующим критериям:

1. Надёжность электроснабжения источников тепла ( $Kэ$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения  $Kэ = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч  $Kэ = 0,8$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч  $Kэ = 0,7$

св. 20 Гкал/ч  $Kэ = 0,6$

2. Надёжность водоснабжения источников тепла ( $Kв$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

– при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчётной нагрузке  $Kв = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч  $Kв = 0,8$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч  $Kв = 0,7$

св. 20 Гкал/ч  $Kв = 0,6$

3. Надёжность топливоснабжения источников тепла ( $Kт$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива  $Kт = 1,0$ ;

- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч  $Kт = 1,0$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч  $Kт = 0,7$

св. 20 Гкал/ч  $Kт = 0,5$

4. Одним из показателей, характеризующих надёжность системы коммунального теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей ( $Kб$ ).

Величина этого показателя определяется размером дефицита

до 10%  $Kб = 1,0$

св. 10 до 20%	$K_b = 0,8$
св. 20 до 30%	$K_b = 0,6$
св. 30%	$K_b = 0,3$

5. Одним из важнейших направлений повышения надёжности систем коммунального теплоснабжения является резервирование источников тепла и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек.

Уровень резервирования ( $K_p$ ) определяется как отношение резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала; микрорайона) расчётной тепловой нагрузки к сумме расчётных тепловых нагрузок, подлежащих резервированию потребителей, подключённых к данному тепловому пункту:

резервирование св. 90 до 100% нагрузки	$K_p = 1,0$
св. 70 до 90%	$K_p = 0,7$
св. 50 до 70%	$K_p = 0,5$
св. 30 до 50%	$K_p = 0,3$
менее 30%	$K_p = 0,2$

6. Существенное влияние на надёжность системы теплоснабжения имеет техническое состояние тепловых сетей, характеризующее наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов ( $K_c$ ):

при доле ветхих сетей	
до 10%	$K_c = 1,0$
св. 10 до 20%	$K_c = 0,8$
св. 20 до 30%	$K_c = 0,6$
св. 30%	$K_c = 0,5$

7. Показатель надёжности конкретной системы теплоснабжения  $K_{над}$  определяется как средний по частным показателям  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_т$ ,  $K_б$ ,  $K_p$  и  $K_c$ .

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_p + K_c}{n}$$

где:

$n$  - число показателей, учтенных в числителе.

В зависимости от полученных показателей надёжности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения Сосновоборского городского округа они с точки зрения надёжности могут быть оценены как

высоконадёжные	при $K_{над}$ - более 0,9
надёжные	$K_{над}$ - от 0,75 до 0,89

малонадёжные

Кнад - от 0,5 до 0,74

ненадёжные

Кнад - менее 0,5.

## **9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

Частотой отказов называется отношение числа отказавших объектов (образцов аппаратуры, изделий, деталей, механизмов, устройств, узлов и т.п.) в единицу времени к среднему числу объектов, исправно работающих в данный отрезок времени при условии, что отказавшие объекты не восстанавливаются и не заменяются исправными. Другими словами, интенсивность отказов численно равна числу отказов в единицу времени, отнесенное к числу узлов, безотказно проработавших до этого времени.

Статистика аварий (инцидентов) на тепловых сетях СМУП «ТСП» за 2021-2023 гг. отсутствует или не предоставлена.

## **9.3. Частота отключений потребителей**

Статистика аварий (инцидентов) на тепловых сетях СМУП «ТСП» и время отключения потребителей за 2019-2023 гг. предоставлена в Части 3 настоящей главы.

## **9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Авариями в тепловых сетях считаются:

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности, которых продолжается более 36 часов;

- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 процентов отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

1. Первая категория - потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;

2. Вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С;

### 3. Третья категория - остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Среднее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не должно превышать 54 ч, что соответствует требованиям п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

### **9.5.Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**

Карты-схемы тепловых сетей представлены в электронной модели, а также в Приложении (Графические материалы).

### **9.6.Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»**

Под аварийной ситуацией понимается технологическое нарушение, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, полному или частичному

ограничению режима потребления тепловой энергии.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, расследует причины аварийных ситуаций, которые привели:

- а) к прекращению теплоснабжения потребителей в отопительный период на срок > 24 ч.;
- б) к разрушению или повреждению оборудования объектов, которое привело к выходу из строя источников тепловой энергии или тепловых сетей на срок 3 суток и более;
- в) к разрушению или повреждению сооружений, в которых находятся объекты, которое привело к прекращению теплоснабжения потребителей.

Расследование причин аварийных ситуаций, не повлекших последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, но вызвавшие перерыв теплоснабжения потребителей на срок более 6 часов или приведшие к снижению температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети в отопительный период на 30 процентов и более по сравнению с температурным графиком системы теплоснабжения, осуществляется собственником или иным законным владельцем объекта, на котором произошла аварийная ситуация.

При возникновении аварийной ситуации собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, обязан:

- а) передать оперативную информацию о возникновении аварийной ситуации (далее - оперативная информация) в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, и органы местного самоуправления;
- б) принять меры по защите жизни и здоровья людей, окружающей среды, а также собственности третьих лиц от воздействия негативных последствий аварийной ситуации; в) принять меры по сохранению сложившейся обстановки на месте аварийной ситуации до начала расследования ее причин, за исключением случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварийной ситуации и сохранению жизни и здоровья людей, а в случае невозможности сохранения обстановки на месте аварийной ситуации обеспечить ее документирование (фотографирование, видео-и аудиозапись и др.) к началу проведения работ по локализации и ликвидации аварийной ситуации и сохранность указанных материалов;
- г) осуществить мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварийной ситуации на объекте, на котором произошла аварийная ситуация;
- д) содействовать федеральному органу исполнительной власти, осуществляющему функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью

электрических и тепловых установок, тепловых сетей, при расследовании причин аварийных ситуаций, повлекших последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил;

е) организовать расследование причин аварийной ситуации, повлекшей последствия, указанные в пункте 4 настоящих Правил;

ж) принять меры по устранению и профилактике причин, способствовавших возникновению аварийной ситуации, указанных в акте о расследовании причин аварии.

Собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, повлекшая последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, осуществляет передачу оперативной информации незамедлительно, а при аварийной ситуации, повлекшей последствия, предусмотренные пунктом 4 настоящих Правил, - в течение 8 часов с момента возникновения аварийной ситуации.

Передача оперативной информации осуществляется посредством факсимильной связи и (или) по электронной почте либо при отсутствии такой возможности устно по телефону с последующим направлением оперативной информации в письменной форме.

Оперативная информация содержит:

а) наименование собственника или иного законного владельца, на объектах которого произошла аварийная ситуация;

б) наименование и место расположения объекта, на котором произошла аварийная ситуация; в) дату и местное время возникновения аварийной ситуации (в формате «ДД.ММ в ЧЧ: ММ»);

г) обстоятельства, при которых произошла аварийная ситуация, в том числе схемные, режимные и погодные условия;

д) наименование отключившегося оборудования объекта, на котором произошла аварийная ситуация;

е) основные технические параметры оборудования (тепловая мощность, паропроизводительность объекта, на котором произошла аварийная ситуация);

ж) сведения о не включенном после аварийной ситуации (вывод в ремонт, демонтаж) оборудовании объекта, на котором произошла аварийная ситуация;

з) причину отключения, повреждения и (или) перегрузки оборудования объекта, на котором произошла аварийная ситуация (при наличии такой информации);

и) сведения об объеме полного и (или) частичного ограничения теплоснабжения с указанием категории потребителей, количества граждан-потребителей (населенных пунктов), состава отключенного от теплоснабжения оборудования;

к) хронологию (при наличии информации) ликвидации аварийной ситуации с указанием даты и местного времени (в формате «ДД.ММ в ЧЧ: ММ»), в том числе включения оборудования,

отключившегося в ходе аварийной ситуации, и восстановления теплоснабжения потребителей;

л) информацию о наступивших последствиях в связи с возникновением аварийной ситуации.

В случае если в момент возникновения аварийной ситуации возникли последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, не позднее 24 часов с момента получения оперативной информации. В случае если в момент возникновения аварийной ситуации невозможно определить, приведет ли аварийная ситуация к последствиям, предусмотренным пунктом 3 настоящих Правил, решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается собственником или иным законным владельцем объекта, на котором произошла аварийная ситуация, не позднее 24 часов с момента возникновения аварийной ситуации. В случае если в процессе развития аварийной ситуации возникли последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, то собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, направляет в течение 8 часов с момента наступления указанных последствий в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, и органы местного самоуправления уведомление о возникновении последствий аварийной ситуации (далее - уведомление о возникновении последствий) для принятия решения о расследовании причин аварийной ситуации. Решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается не позднее 24 часов с момента получения уведомления о возникновении последствий. Содержание уведомления о возникновении последствий, а также порядок и способ передачи уведомления о возникновении последствий аналогичны содержанию, порядку и способу передачи оперативной информации.

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», за последние 5 лет в Сосновоборском городском округе не зафиксированы.

**9.7.Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Аварийно-восстановительные ремонтные работы, как правило, проводятся в сжатые сроки в пределах средней статистики затрачиваемого времени.

Среднее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не должно превышать 54 ч, что соответствует требованиям п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

**9.8.Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменений в надежности теплоснабжения Сосновоборского городского округа не зафиксировано.



## **Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования**

### **10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования**

Согласно Постановлению Правительства РФ №110 от 26.01.2023 г. «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования тарифов в сфере теплоснабжения», раскрытию подлежит информация:

- а) о регулируемой организации (общая информация);
- б) о ценах (тарифах) в сфере теплоснабжения на товары (услуги) регулируемой организации, подлежащих регулированию;
- в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- г) об основных потребительских характеристиках товаров, услуг регулируемой организации, цены (тарифы) в сфере теплоснабжения на которые подлежат регулированию;
- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их исполнении;
- е) о наличии (об отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о принятии и ходе рассмотрения заявок на заключение договора о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка товаров (оказание услуг) в сфере теплоснабжения, цены (тарифы) на которые подлежат регулированию, и (или) условиях договоров о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;
- и) о способах приобретения, стоимости и об объемах товаров, необходимых регулируемой организации для производства товаров (оказания услуг) в сфере теплоснабжения, цены (тарифы) на которые подлежат регулированию;
- к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования.

*Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»*

Ленинградская атомная станция является филиалом акционерного общества «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»).

Ленинградская АЭС – первая в стране станция с реакторами типа РБМК-1000 (реактор большой мощности канальный). В составе ЛАЭС эксплуатируются канальные реакторы кипящего типа с графитовым замедлителем и водяным теплоносителем.

Станция обеспечивает более 55% энергопотребления г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области. В энергетическом балансе всего Северо-Западного региона на долю Ленинградской АЭС приходится 30%. ЛАЭС – важнейшее градообразующее предприятие города Сосновый Бор, расположенного на южном берегу Финского залива, в 42 км от административной границы Санкт-Петербурга.

ЛАЭС является основным поставщиком тепловой энергии для населения и промышленных предприятий г. Сосновый Бор.

Строительство Ленинградской АЭС было начато в июле 1967 года, а в 22 декабря 1973 года состоялся энергетический пуск первого блока.

Электрическая мощность каждого энергоблока определена в 1198,8 МВт, теплофикационная – 250 Гкал/ч. Расчётный срок службы каждого блока – 50 лет, основного оборудования – 60 лет. Ни одна из действующих станций в мире не оснащена подобной конфигурацией систем безопасности.

Российская Федерация заинтересована в надёжной и безопасной работе АЭС, поэтому задачи, решаемые в проекте поколения III+, многообразны и конкретны: минимизация рисков, улучшение эксплуатационных характеристик за счет использования апробированных технических решений и референтного оборудования, обеспечение требуемого уровня безопасности, в том числе, и при запроектных авариях, применение активных и пассивных систем безопасности, устойчивость к ошибкам персонала, к внешним (природным и техногенным) и внутренним воздействиям, самозащищенность от аварий, включая достаточные запасы прочности, а также запасы электроэнергии, сжатого воздуха, дезактивирующих растворов и других жизненно важных ресурсов на продолжительный период времени. Кроме того, в проекте новых энергоблоков учтены дополнительные требования, появившиеся по результатам анализа аварии на АЭС Фукусима (Япония).

Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности, включая структуру основных производственных затрат филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» за 2020-2022 гг. приведены в таблице 45.

**Таблица 45 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности, включая структуру основных производственных затрат филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» за 2020-2022 гг.**

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
1	Дата сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы	х	10.03.2023	15.03.2022	03.03.2021
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	292 297,69	267 404,49	237 234,46
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	492 328,68	524 847,26	380 486,74
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	53 024,60	98 798,31	62 371,90
3.2.1	прочее	х	х	х	х
3.2.1.1	объем	у.ед.	1,00	1,00	1,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	53 024,60	98 798,31	62 371,90
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.			0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х			
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	31 151,21	32 941,47	28 258,21
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	1,41	1,54	1,25

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	22 035,1150	21 406,3210	22 675,0890
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	49 670,67	0,00	0,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	652,81	1 053,77	596,12
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	54 236,16	55 106,67	47 971,58
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	15 784,27	16 382,88	14 235,27
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 088,74	1 195,90	1 234,64
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	282,11	327,51	330,78
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	165 894,54	145 101,36	143 632,49
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	13 280,64	11 511,54	10 500,17
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	71,12	22,98	8,03
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	76,69	19,08	22,17
	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств		23 866,53	17 123,89	12 973,74
3.14	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	тыс. руб.	отсутствует	отсутствует	отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	83 396,39	145 303,96	58 381,85
3.15.1	Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	4 063,42	2 647,86	1 921,30
3.15.2	Сырье и материалы	тыс. руб.	13 296,33	16 165,39	9 945,56
3.15.3	Расходы на	тыс. руб.	3,73	3,90	2,88

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
	обращение с РАО				
3.15.4	Страхование работников	тыс. руб.	846,00	751,15	628,84
3.15.5	Платежи за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. руб.	31,59	20,25	17,02
3.15.6	Страхование имущества и ответственности	тыс. руб.	5 295,72	5 348,65	4 698,56
3.15.7	Арендные платежи	тыс. руб.	51,54	135,48	82,37
3.15.8	Услуги по охране	тыс. руб.	883,91	893,35	992,37
3.15.9	Командировочные расходы	тыс. руб.	364,79	316,34	234,53
3.15.10	Обеспечение НУТ и ТБ	тыс. руб.	7 051,24	5 123,03	3 839,36
3.15.11	Перевозка персонала к месту работы и обратно	тыс. руб.	609,60	429,54	434,19
3.15.12	Подготовка и переподготовка кадров	тыс. руб.	401,20	478,15	315,13
3.15.13	Услуги связи	тыс. руб.	952,11	791,21	592,81
3.15.14	Другие прочие расходы	тыс. руб.	19 387,06	95 353,67	18 470,02
3.15.15	Суммы налогов и сборов	тыс. руб.	5,70	4,15	7,69
3.15.16	Платежи за пользование водными объектами	тыс. руб.	1 055,04	848,13	873,14
3.15.17	Покупная теплоэнергия	тыс. руб.	44,66	43,91	30,91
3.15.18	Расходы, произведенные в пользу работника, не предусмотренные трудовым договором и (или) коллективным договором	тыс. руб.	161,98	269,49	13,02
3.15.19	Услуги по договорам комиссии, агентским	тыс. руб.	15 817,33	15 680,30	15 282,15

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
	договорам				
3.15.20	Услуги инфраструктурных организаций	тыс. руб.	13 073,46		
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-200 030,99	-257 442,77	-143 252,28
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	9 977,27	15 872,15	10 247,07
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	9 977,27	15 872,15	10 247,07
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	16 868,57	17 860,44	10 991,02
6.1.2	Изменение	тыс. руб.	6 891,30	1 988,30	743,95

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
	стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию				
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х			
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	800,00	747,95	614,75
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	83,53	92,24	83,65
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	838,7996	911,2685	804,5392
10.1.	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000	0,0000	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	669,5840	739,3696	672,5645
11.1.	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	669,5840	739,3696	672,5645
11.1.1	Определенный по приборам	тыс. Гкал	669,5840	0,0000	0,0000



Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
	учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал				
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000	0,00	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	7,73		0,00
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	15,82	0,00	0,00
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00	0,00	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	37,72	41,78	43,15
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,69	0,75	1,01

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	148,6000		148,6000
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	148,6000	148,6000	148,6000
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	148,6000	148,6000	148,6000
19	Удельный расход	тыс. кВт.ч/Гк	0,03	0,03	0,03

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует		
			2022г.	2021г.	2020г.
1	2	3	4		
	электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	ал			
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	2,81	2,72	2,94

Фактические данные о показателях финансово-хозяйственной деятельности, об основных потребительских характеристиках товаров и услуг, об инвестиционных программах, о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства товаров и (или) оказания услуг АО «Концерн Росэнергоатом» филиал «Ленинградская атомная станция» в сфере теплоснабжения за 2023 год отсутствуют.

Фактические данные о технико-экономических показателях АО «Концерн Росэнергоатом» филиал «Ленинградская атомная станция» в сфере теплоснабжения за 2022-2023 гг. представлены в таблице 46.

**Таблица 46 – Фактические данные по технико-экономическим показателям АО «Концерн Росэнергоатом» филиал «Ленинградская атомная станция»**

№ п/п	Показатель	2022 год, факт	2023 год, факт
1	Производство тепловой энергии (выработка), Гкал	838 799,60	871 216,83
1.1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	838 799,60	871 216,83
1.2	Собственные нужды, Гкал	169 215,58	157 515,03
1.3	Отпуск тепловой энергии потребителям (полезный отпуск), в том числе:	669 584,02	713 701,80
1.3.1	потери т/э в сетях (вывод 2), Гкал	0,00	16 432,57
1.3.2	отпуск коммерческим потребителям, Гкал, в том числе:	669 584,02	697 269,23
1.3.2.1	отопление, Гкал	519 322,89	521 725,95
1.3.2.2	ГВС, м3	1 884 564,61	2 011 974,10

2	Выработка электроэнергии, млн.кВт.час	31 403,43	27 833,09
---	---------------------------------------	-----------	-----------

По результатам работы станции за 2020 - 2022 годы фактические убытки от деятельности по производству тепловой энергии составили в 2022 году – 200 млн руб., в 2021 году – 275,4 млн руб., в 2020 году – 143 млн руб.

На основании аналитической записки к обоснованию тарифов, основная проблема, выявленная в процессе тарифного регулирования – это сдерживание региональным регулятором тарифов на отпуск тепловой энергии в пределах индекса роста, установленного ФСТ и ФАС России, что не покрывает затрат на производство тепловой энергии.

Основными причинами роста расходов на производство тепловой энергии по Ленинградской АЭС являются:

- Рост коэффициента отнесения затрат на тепловую энергию, рассчитываемого пропорционально доле тепловой энергии в общем объеме, направляемой как на производство электрической энергии, так и отпускаемой непосредственно для целей теплоснабжения, в связи со снижением производства электрической энергии по причине проведения работ по восстановлению ресурсных характеристик на энергоблоках ЛАЭС;

- Увеличение амортизационных отчислений в связи с введением новых объектов и проведением работ по модернизации действующих энергоблоков в рамках долгосрочной инвестиционной программы АО «Концерн Росэнергоатом».

*Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» (СМУП «ТСП»)*

Сосновоборское муниципальное унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» осуществляет свою деятельность в соответствии с Уставом, зарегистрированным от 27 января 2004 г. на основании Постановления администрации муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области о преобразовании ФГУДП «ТСП» № 1210 от 31.12.2003 г.

Основной производственной деятельностью СМУП «ТСП» является выработка, распределение и транспортирование тепловой энергии в виде пара и горячей воды на нужды Сосновоборского городского округа коммунально-бытового комплекса и промышленной зоны, обеспечение работоспособности котельной и тепловых сетей, находящихся на балансе предприятия.

Производственные и административные объекты предприятия располагаются в пределах административных границах Сосновоборского городского округа общей площадью 5,2 га.

Предприятие работает в резервно-пиковом режиме параллельно с Бойлерной районного теплоснабжения Ленинградской атомной станции, производит, распределяет и транспортирует тепловую энергию в виде горячей воды для нужд отопления, вентиляции и ГВС населения и

промышленных предприятий Сосновоборского городского округа. Для обеспечения тепловой энергией в резервно-пиковом режиме работы предприятия установлены два водогрейных котла марки ПТВМ-50 и два паровых котла марки ДКВР 10/13.

Фактические данные о технико-экономических показателях СМУП «ТСП» в сфере теплоснабжения за 2021-2023 гг. представлены в таблице 47.

**Таблица 47 – Фактические данные о технико-экономических показателях СМУП «ТСП» в сфере теплоснабжения за 2021-2023 гг.**

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
1	Произведено тепловой энергии (выработка)	20183,9	28731,72	7333,28
2	Собственные нужды	2942,91	2176,59	390,9
3	Получено тепловой энергии со стороны	658399,5	626183,66	639053,40
4	Отпущено тепловой энергии	594671,2	575070,22	569650,85
4.1.	Отпущено тепловой энергии своим потребителям	593961,5	565892,7	524391,55
4.1.1.	Населению	395557,1	378139,20	333562,75
4.1.2.	Бюджетофинансируемым	58241,6	58571,29	59987,71
4.1.3.	Прочим организациям	140162,8	129182,28	130841,09
4.2.	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	709,7	9177,45	14201,42

Показатели хозяйственной деятельности теплоснабжающей организации в соответствии со стандартами раскрытия информации за 2022 г. представлены в таблице 48.

Фактические данные о показателях финансово-хозяйственной деятельности, об основных потребительских характеристиках товаров и услуг, об инвестиционных программах, о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства товаров и (или) оказания услуг СМУП «ТСП» в сфере теплоснабжения за 2023 год отсутствуют.

**Таблица 48 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающей организации за 2022 г.**

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
1	Дата сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы	х	31.03.2023	31.03.2023	31.03.2023
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	466 247,68	88 809,08	30,82
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	504 618,75	98 492,47	16,63

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	279 248,26	0,00	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	17 663,51	0,00	0,00
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х	х	х
3.2.1.1	объем	тыс м3	2 819,63	0,00	0,00
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,16	0,00	0,00
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	2 002,99	0,00	0,00
3.2.1.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов
3.2.2	газ природный по	х	х	х	х

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	регулируемой цене				
3.2.2.1	объем	тыс м3	147,54	0,00	0,00
3.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,68	0,00	0,00
3.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	115,24	0,00	0,00
3.2.2.4	способ приобретения	х	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов
	Добавить вид топлива				
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 899,83	12 409,79	0,00
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1	руб.	7,23	6,86	0,00



Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	кВт.ч (с учетом мощности)				
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	262,9100	1 809,5144	0,0000
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	9 783,52	0,00	0,00
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	923,06	0,00	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	36 294,77	25 392,62	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	10 907,18	7 638,24	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	27 048,00	4 950,56	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	8 020,72	1 468,02	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных	тыс. руб.	6 491,94	15 654,32	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
	производственных средств				
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	4 527,61	3 229,25	0,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	14 109,48	2 588,13	3,23
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	5 162,46	10 700,81	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций,		отсутствует	отсутствует	отсутствует

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
	сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов				
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	82 538,41	14 460,72	13,40
3.15.1	Техническое обслуживание оборудования	тыс. руб.	3 965,17	3 169,68	0,00
3.15.2	Поддержание резервной	тыс. руб.	60 145,00	0,00	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	тепловой мощности				
3.15.3	Прочие прямые	тыс. руб.	2 697,32	8 294,67	13,40
3.15.4	Прочие расходы	тыс. руб.	2 462,76	469,10	0,00
3.15.5	Внеэксплуатационные расходы	тыс. руб.	13 268,16	2 527,27	0,00
	Добавить прочие расходы				
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-38 371,08	-9 683,39	14,19
5	Чистая прибыль,	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
	полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:				
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	3 400,10	11 202,83	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	3 400,10	11 202,83	0,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	3 538,20	11 202,83	0,00
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	138,10	0,00	0,00
6.2	Изменение стоимости	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00



Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
	основных фондов за счет их переоценки				
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	<a href="https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010">https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010</a>	<a href="https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010">https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010</a>	<a href="https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010">https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&amp;guid=ac94334e-f3cd-4dac-a0f4-e4aba4823010</a>
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому	Гкал/ч	119,50	0,00	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	источнику тепловой энергии				
8.1	Паровой котел ДКВР 10/13	Гкал/ч	19,50	0,00	0,00
8.2	Водогрейный котел ПТВМ	Гкал/ч	100,00	0,00	0,00
	Добавить источник тепловой энергии				
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0,00	374,87	0,00
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	23,2063	0,0000	0,0000
10.1	Объем приобретаемой	тыс. Гкал	0,0000	626,1830	

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	тепловой энергии				
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	0,0000	568,7546	0,0000
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,0000	193,2286	0,0000
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000	19,4890	0,0000

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
	объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал				
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000	375,5260	0,0000
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,0000	9 659 817,35	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,0000	77,43	0,00
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,0000	84,62	0,00
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	106,50	78,50	0,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	52,08	9,92	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
Информация					
1	2	3	4	5	6
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	155,3000	0,0000	0,0000

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
16.1	Паровой котел ДКВР 10/13	кг у. т./Гкал	157,0000	0,0000	0,0000
16.2	Водогрейный котел ПТВМ	кг у. т./Гкал	153,6000	0,0000	0,0000
	Добавить источник тепловой энергии				
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам	кг усл. топл./Гкал	155,5200	0,0000	0,0000

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	тепловой энергии				
17.1	Паровой котел ДКВР 10/13	кг усл. топл./Г кал	155,5200	0,0000	0,0000
17.2	Водогрейный котел ПТВМ	кг усл. топл./Г кал	155,5200	0,0000	0,0000
	Добавить источник тепловой энергии				
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой	кг усл. топл./Г кал	153,2300	0,0000	0,0000



Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	энергии с распределением по источникам тепловой энергии				
18.1	Паровой котел ДКВР 10/13	кг усл. топл./Г кал	146,5600	0,0000	0,0000
18.2	Водогрейный котел ПТВМ	кг усл. топл./Г кал	159,9100	0,0000	0,0000
	Добавить источник тепловой энергии				
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой	тыс. кВт.ч/Гкал	0,01	0,08	0,00

Параметры формы					
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Передача. Тепловая энергия Территория оказания услуг: - без дифференциации Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует	Вид деятельности: - Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения  Территория оказания услуг: - без дифференциации  Централизованная система теплоснабжения: - наименование отсутствует
			Информация		
1	2	3	4	5	6
	энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям				
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/ Гкал	8,84	0,00	0,00

**10.2.Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Отчёт по технико-экономическим показателям организации представлен в п. 1.10.1.

## **Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения муниципального образования**

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

Тарифы на тепловую энергию организаций, оказывающих услуги теплоснабжения в Сосновоборском городском округе устанавливаются Комитетом по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области.

С первого полугодия 2020 года по второе полугодие 2023 года тариф на тепловую энергию вырос для филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» на 49,3 %, для СМУП «ТСП» - на 73,2 %.

В соответствии с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области тариф СМУП «ТСП» на тепловую энергию во втором полугодии 2023 года составляет 1106,59 руб./Гкал без учета НДС, для филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградской АЭС» - 483,29 руб./Гкал.

Тариф на тепловую энергию Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» остается одним из самых низких тарифов по Ленинградской области за счет использования ядерного топлива для производства электрической и тепловой энергии и разделения расходов между электрической и тепловой энергией по физическому методу (пропорционально расходу топлива).

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию по организациям в сфере теплоснабжения Сосновоборского городского округа приведена в таблицах ниже.

**Таблица 49 – Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии АО «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (Филиал «Ленинградская атомная станция»), поставляемую потребителям на территории Ленинградской области на период 2020-2023 гг., тарифы на теплоноситель**

Наименование теплоисточника	Утвержденный тариф, установленный органами исполнительной власти, руб/Гкал									Плата за подключение к системе теплоснабжения, руб.	
	2020 г.		2021 г.		2022 г.			2023 г.			
	с 01.01 по 30.06	с 01.07 по 31.12	с 01.01 по 30.06	с 01.07 по 31.12	с 01.01 по 30.06	с 01.07 по 30.11	с 01.12 по 31.12	с 01.01 по 30.06	с 01.07 по 31.12		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
с коллекторов Ленинградской АЭС											
тариф на тепловую энергию	323,6	335,25	335,25	346,65	346,65	452,09	483,29	483,29	483,29	483,29	Не устанавливаются
тариф на теплоноситель	32,55	33,72	33,72	36,15	36,15	44,00	31,76	31,76	31,76	31,76	

**Таблица 50 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую Сосновоборским муниципальным унитарным предприятием «Теплоснабжающее предприятие» потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на период 2017г. - 2024г.**

№ п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вода	№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области	
1	Одноставочный, руб./Гкал	Для потребителей муниципального образования "Сосновоборский городской округ" Ленинградской области, получающих тепловую энергию через тепловые сети Сосновоборского муниципального унитарного предприятия "Теплоснабжающее предприятие"			
		с 01.01.2017 по 30.06.2017		618,31	№ 518-П от 19.12.2016г.
		с 01.07.2017 по 31.12.2017		624,76	
		с 01.01.2018 по 30.06.2018		624,76	№ 366-П от 14.12.2017г.
		с 01.07.2018 по 31.12.2018		631,11	
		с 01.01.2019 по 30.06.2019		631,11	№ 484-П от 19.12.2018г.
		с 01.07.2019 по 31.12.2019		638,91	
		с 01.01.2020 по 30.06.2020		638,91	№ 528-П от 19.12.2019г.
		с 01.07.2020 по 31.12.2020		653,07	
		с 01.01.2021 по 30.06.2021		653,07	№ 438-П от 18.12.2020г.
		с 01.07.2021 по 31.12.2021		675,27	
		с 01.01.2022 по 30.06.2022		675,27	№ 477-П от 17.12.2021г.
		с 01.07.2022 по 30.11.2022		1180,33	
с 01.12.2022 по 31.12.2022		1106,59	№ 476-П от 25.11.2022г.		

N п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой		№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области	
		с 01.01.2023 по 31.12.2023			1106,59
		с 01.01.2024 по 30.06.2024			1106,59
		с 01.07.2024 по 31.12.2024			1379,20

№ 531-П от 20.12.2023г.

**Таблица 51 – Тарифы на горячую воду поставляемую Сосновоборским муниципальным унитарным предприятием «Теплоснабжающее предприятие» потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на период 2017г. - 2024г.**

N п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал	№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области
1	Для потребителей муниципального образования "Сосновоборский городской округ" Ленинградской области, получающих тепловую энергию через тепловые сети Сосновоборского муниципального унитарного предприятия "Теплоснабжающее предприятие"				
1.1	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения), закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) без теплового пункта	с 01.01.2017 по 30.06.2017	26,2	618,31	№ 518-П от 19.12.2016г.
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	30,5	624,76	
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	29,5	624,76	№ 366-П от 14.12.2017г.
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	30,28	631,11	
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	30,12	631,11	№ 484-П от 19.12.2018г.
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	33,33	638,91	
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	33,33	638,91	№ 528-П от 19.12.2019г.
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	34,41	653,07	
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	34,41	653,07	№ 438-П от 18.12.2020г.

N п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал	№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	37,09	675,27	
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	37,09	675,27	№ 477-П от 17.12.2021г.
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	43,69	1180,33	
		с 01.12.2022 по 31.12.2022	33,11	1106,59	№ 476-П от 25.11.2022г.
		с 01.01.2023 по 31.12.2023	33,11	1106,59	
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	32,00	1106,59	№ 531-П от 20.12.2023г.
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	32,14	1379,20	

## 11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

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

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

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

Тарифы на тепловую энергию, теплоноситель для потребителей по системам теплоснабжения указаны в таблицах ниже.

**Таблица 52 – Тариф на теплоноситель и тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии АО «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (филиал «Ленинградская атомная станция») поставляемую потребителям на территории Ленинградской области на 2024-2028 гг.**

№ п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Тариф на теплоноситель, руб./куб. м	Тариф на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал	№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области
1	Для потребителей муниципального образования "Сосновоборский городской округ" Ленинградской области, получающих тепловую энергию через тепловые сети Сосновоборского муниципального унитарного предприятия "Теплоснабжающее предприятие"				
1.1	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения), закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) без теплового пункта	с 01.01.2024 по 30.06.2024	31,52	483,29	№ 517-П от 20.12.2023г.
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	31,52	544,61	
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	31,52	544,61	
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	32,87	558,56	
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	32,87	558,56	



№ п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Тариф на теплоноситель, руб./куб. м	Тариф на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал	№ приказа Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	34,13	575,05	
		с 01.07.2027 по 31.12.2027	34,3	575,05	
		с 01.07.2027 по 31.12.2027	35,53	588,28	
		с 01.07.2028 по 31.12.2028	35,53	588,28	
		с 01.07.2028 по 31.12.2028	36,88	607,93	

**Таблица 53 – Тарифы на тепловую энергию, поставляемую СМУП «ТСП» потребителям (кроме населения) на территории Сосновоборского городского округа, на период 2024 года (Приказ ЛенРТК от 20.12.2023 г. № 531-п)**

№ п/п	Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Вода
Для потребителей в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения ( тарифы указаны без учета НДС)			
1	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2024 г по 30.06.2024 г.	1106.59
		с 01.07.2024 г. по 31.12.2024 г.	1379.20

**Таблица 54 – Тарифы на горячую воду, поставляемую СМУП «ТСП» потребителям Сосновоборского городского округа (кроме населения), на период 2024 года (Приказ ЛенРТК от 20.12.2023 г. № 531-п)**

№ п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию, одноставочный, руб./Гкал
( тарифы указаны без учета НДС)				
1	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения), закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) без теплового пункта	с 01.01.2024 г по 30.06.2024 г.	32.00	1106.59
		с 01.07.2024 г. по 31.12.2024 г.	32.14	1379.20

### **11.3Описание платы за подключение к системе теплоснабжения**

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой

увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения СМУП «ТСП» объектов заявителей при наличии технической возможности на территории Сосновоборского городского округа на 2021 год утверждена Приказом от 01 декабря 2021 года № 283-п.

Размер платы за подключение к системе теплоснабжения СМУП «ТСП» объектов заявителей при наличии технической возможности на территории Сосновоборского городского округа на 2021 год представлена в таблице 55.

**Таблица 55 – Размер платы за подключение к системе теплоснабжения СМУП «ТСП» объектов заявителей при наличии технической возможности на территории Сосновоборского городского округа на 2021 год**

№ п/п	Наименование мероприятий	Значение, тыс. руб./Гкал/ч
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	52,89

Плата за подключение к системе теплоснабжения СМУП «ТСП» составляет 30 358, 86 руб. без НДС.

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, на территории Сосновоборского городского округа по состоянию на 2023 г. не установлена.

#### **11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет**

В соответствии со ст. 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ (с изм. На 01.05.2022) «О теплоснабжении» к ценовым зонам теплоснабжения могут быть отнесены поселение, муниципальный округ, соответствующие следующим критериям:

- 1) наличие утвержденной схемы теплоснабжения поселения, муниципального округа;
- 2) пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, составляют источники тепловой

энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

3) наличие совместного обращения в Правительство Российской Федерации об отнесении города к ценовой зоне теплоснабжения от исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и единой теплоснабжающей организации (нескольких единых теплоснабжающих организаций) <...>;

4) наличие согласия высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение города к ценовой зоне теплоснабжения.

По состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения Сосновоборский городской округ не относится к ценовым зонам теплоснабжения.

### **11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения**

Территория городского округа не относится к ценовым зонам теплоснабжения.

Средневзвешенные тарифы на электроэнергию, топливо, воду за 2022, 2023 годы представлены в таблице 56.

**Таблица 56 – Средневзвешенные тарифы на электроэнергию, топливо, воду за 2022, 2023 годы**

Наименование	Ед.изм.	2022 год	2023 год
Средневзвешенные тарифы:			
на электроэнергию	<i>руб/МВт.ч</i>	1 182,978	1 341,023
на воду (тарифы, утвержденные для филиала ООО «АТЭС-Сосновый Бор»):			
используемую на производство теплоносителя для ГВС	<i>руб/м<sup>3</sup></i>	29,14	31,76
используемую на собственные нужды станции	<i>руб/м<sup>3</sup></i>	110,71	143,28

### **11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации системы теплоснабжения, отражены в п. 1.11.1.

Динамика изменения тарифов теплоснабжающих организаций носит стабильный характер и изменяется незначительно – в пределах допустимых значений роста тарифа.

## **Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования**

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

Основными причинами, приводящими к снижению качества теплоснабжения, являются:

- гидравлический режим.

В существующей системе теплоснабжения городского округа сложилась проблема, связанная с завышением давления в обратном трубопроводе у отдельных потребителей. Это является следствием особенностей рельефа. Основной источник тепла БРТ ЛАЭС, на котором поддерживается давление в обратном трубопроводе («по нейтральной точке») имеет более высокие геодезические отметки по отношению к отдельным потребителям тепла, особенно расположенным во 2 и 3 микрорайонах города и на «временном поселке». Перепад высот достигает 12-13 метров. Это приводит к завышению давления в обратных трубопроводах тепловой сети выше  $6 \text{ кгс/см}^2$ , особенно в условиях отсутствия функционирующих подкачивающих насосных станций. С одной стороны, отпуск тепловой энергии по действующему температурному графику  $165/70^\circ\text{C}$ , принятому в связи с невозможностью обеспечения достаточного расхода теплоносителя в системе теплоснабжения, приводит к более высокой, по сравнению с проектной, температуре теплоносителя в подающем трубопроводе, несоответствию текущего гидравлического режима проектному и, как следствие, повышению потерь тепловой энергии через изоляцию и перегреву теплоносителей Промышленной зоны 1 на участке от БРТ ЛАЭС до городской котельной.

С другой стороны, система теплоснабжения городского округа характеризуется большим количеством промышленных потребителей, подключенных к сетям централизованного отопления. Большая разветвленность внутриплощадочных тепловых сетей таких потребителей, частые случаи разрегулирования этих сетей, а также колебания подключенной нагрузки промышленных потребителей вследствие включения (отключения) новых внутриплощадочных объектов приводят к постоянному изменению гидравлического режима тепловой сети в целом. Разрегулирование внутриплощадочных сетей промышленных потребителей зачастую приводит к нарушению оптимального гидравлического режима всей тепловой сети.

В связи с указанными проблемами с гидравлическим режимом тепловой сети целесообразным является режимная наладка крупных промышленных потребителей и возвращение к проектному температурному графику отпуска тепловой энергии 150/70°C.

- износ магистральных и распределительных сетей/

Большой износ теплотрасс Сосновоборского городского округа приводит к потерям тепловой энергии, следствием чего является ненадежное снабжение потребителей тепловой энергии, увеличение затрат на топливо, электрическую энергию, теплоноситель и, следовательно, увеличение тарифов на тепловую энергию. Для обеспечения надежности и повышения качества системы теплоснабжения и сокращение потерь тепловой энергии необходимо произвести капитальный ремонт (замену) тепловых сетей, отработавших нормативный ресурс.

Применение трубопроводов и фасонных частей в изоляции ППУ позволит значительно снизить уровень развития коррозии, поскольку изоляция имеет водонепроницаемую оболочку и соответственно продлить срок эксплуатации тепловых сетей. Достоинство изоляции ППУ – уровень защиты от тепловых потерь не зависит от влажности, как, например, у стекловаты, пенополиуретан достаточно легко монтируется, что позволит снизить сроки выполнения ремонтных мероприятий на тепловых сетях.

Использование при монтаже системы оперативного дистанционного контроля (ОДК), позволит постоянно контролировать состояние теплоизоляционного слоя изолированных трубопроводов и оперативно выявлять участки с повышенной влажностью изоляции, вызванной либо проникновением влаги через внешнюю оболочку трубопровода, либо за счет утечки теплоносителя из стального трубопровода вследствие коррозии или дефектов сварных соединений. Внедрение системы ОДК позволит снизить количество инцидентов на тепловых сетях и время их устранения, уменьшить объем утечек теплоносителя.

Замена запорной арматуры в тепловых камерах на запорно-регулирующую, позволит обеспечить количественное регулирование расхода теплоносителя и воды, тем самым соблюсти требуемые гидравлические параметры в конечных точках сетей ТВС, т.е. у потребителей. Это позволит без отклонений против температурного графика поддерживать термодинамический режим, что в свою очередь приведет к уменьшению тепловых потерь трубопроводов и электроэнергии при работе насосного оборудования.

## **12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Надежность системы теплоснабжения характеризуется частотой возникновения отказов и величиной снижения уровня работоспособности или уровня функционирования системы. Полностью работоспособное состояние — это состояние системы, при котором все заданные функции выполняются в полном объеме. Под отказом понимается событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, более низкий в результате выхода из строя одного или нескольких элементов системы. Событие, заключающееся в переходе системы теплоснабжения с одного уровня работоспособности на другой, отражающийся на теплоснабжении потребителей, является аварией. Таким образом, авария также является отказом, но с более тяжелыми последствиями.

Основной причиной, приводящей к снижению надежного теплоснабжения, является высокий процент износа тепловых сетей. Основная причина износа тепловых сетей - наружная коррозия подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые, как показывает практика, приходится 60 % всех повреждений.

Для поддержания безаварийности системы теплоснабжения, необходимо проводить поэтапную реконструкцию объектов и сетей теплоснабжения с большими физическими и моральными износами.

При авариях в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться 100% подача тепловой энергии потребителям первой категории и 86% подача потребителям второй и третьей категории.

В случае останова, в результате срабатывания аварийной защиты, одного или двух работающих энергоблоков Ленинградской АЭС, резервным источником теплоснабжения должна быть городская котельная с располагаемой тепловой мощностью 193,8 Гкал/час.

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

По состоянию на момент актуализации Схемы теплоснабжения на значительной части абонентов жилой застройки отсутствуют приборы учета тепловой энергии. В этой связи отсутствует возможность точного учета отпущенной потребителям тепловой энергии и, как следствие, отсутствует возможность точного определения величины потерь в квартальных тепловых сетях.

Ввиду вышесказанного необходима установка приборов учета тепловой энергии с последующей оценкой фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечкой теплоносителя.

#### **12.4.Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Поставка природного газа, как основного вида топлива для котельной СМУП «ТСП», осуществляется по магистральному газопроводу Грязовец-Ленинград, Белоусово-Ленинград, Конная Лахта, Ленинград-Выборг-Госграница. Поставщиком топлива является ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Пропускная способность газораспределительной станции ГРС «Сосновый Бор», в соответствии со Схемой газоснабжения куста потребителей от ГРС «Сосновый Бор» №11667-СХ удовлетворяет потребности в топливе при работе котельной на мощности не более 100 Гкал/час, в связи с чем работа на полную располагаемую мощность после завершения пуско-наладочных работ на котлах Novotherm 58-150 невозможна. Требуется реконструкция ГРС «Сосновый Бор» с увеличением ее пропускной способности.

Проблемы, связанные с доставкой, транспортировкой и снабжением топливом действующих источников тепловой энергии централизованных систем теплоснабжения отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения в городском округе, отсутствуют.

#### **12.6.Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Проблемы эксплуатации системы теплоснабжения с позиции основных показателей работы систем коммунальной инфраструктуры, представлены в таблице 57.

**Таблица 57 – Проблемы эксплуатации системы теплоснабжения**

Показатель	Основные проблемы
Надежность	Износ сетей теплоснабжения. Физический и моральный износ оборудования источников теплоснабжения.
Качество	Недотопы и перетопы потребителей. Несоблюдение новых температурных требований у потребителей в системах ГВС. Гидравлическая разрегулировка внутренних систем теплоснабжения. Нарушение гидравлических режимов работы тепловых сетей

Показатель	Основные проблемы
Доступность	Низкая оснащенность приборами учета потребления тепловой энергии у потребителей приводит к некорректности величин расходов на оплату потребления тепловой энергии.
Эффективность	Реализация тепловой энергии в жилом фонде по фактически заниженным нормативам потребления приводит к высокому уровню потерь теплоснабжающей организации.

Анализ существующего состояния теплоснабжения МО Сосновоборский городской округ показывает:

- существующая система теплоснабжения жилищно-коммунального сектора имеет значительный процент износа установленного оборудования;
- основная часть тепловых сетей Сосновоборского городского округа была введена в эксплуатацию в 1983-1998гг, большая часть сетей превысила срок службы и нуждается в замене;
- низкая эффективность транспорта тепловой энергии. Тепловая изоляция на многих участках тепловых сетей сильно повреждена, что является причиной повышенных теплопотерь. Реальный уровень тепловых потерь при передаче тепловой энергии значительно превышает нормативный;

Организации качественного теплоснабжения Сосновоборского городского округа присущи следующие проблемы:

Системные:

- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- заниженные оценки тепловых нагрузок потребителей;
- несоблюдение температурного графика, разрегулированность систем теплоснабжения.

Источники тепла:

- источник газоснабжения обеспечивает мощность генерации тепловой энергии в объеме только 100 Гкал/ч при установленной суммарной мощности котлов СМУП «ТСП» и ООО «ТСП» 193,8 Гкал/ч. В результате газовая генерация тепловой энергии не обеспечит потребности городской черты Сосновоборского городского округа в случае прекращения подачи тепловой энергии от БРТ ЛАЭС.

- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования СМУП «ТСП»;

Тепловые сети:

- высокий уровень фактических потерь в тепловых сетях за счет ветхости изоляции тепловых сетей и роста доли сетей, нуждающихся в срочной замене;
- заниженный по сравнению с реальным уровень потерь в тепловых сетях, включаемый в тарифы на тепло, что существенно занижает экономическую эффективность расходов на реконструкцию тепловых сетей;



- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50 % всех затрат в системах теплоснабжения);

- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;

- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему избыточное (высокие потери от перетоков превышающие 30 %) или недостаточное отопление отдельных кварталов и зданий.

- открытая система теплоснабжения приводит к высоким потерям от перетоков в осенний и весенний периоды при превышении нормативной температуры ГВС температурного графика отопления.

Объемы ремонтов тепловых сетей в течение многих лет были недостаточны в связи с недостатком финансирования. Состояние тепловых сетей – неудовлетворительное: теплоизоляция отдельных участков нарушена, строительные конструкции теплотрасс требуют капитального ремонта, трубопроводы страдают от коррозии.

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа достигла состояния значительного физического и морального износа. Выполняемый объем ремонтно-восстановительных работ не компенсирует износ основных фондов, общий износ продолжает расти. Результаты проводимых ранее ремонтов не позволяют в полной мере обеспечить соответствие требованиям действующих правил и норм.

При этом стоимость коммунальных услуг для населения в последние годы постоянно возрастает. Действующий в настоящее время метод формирования тарифов на услуги теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения в соотношении с предельным уровнем роста платежей граждан и с использованием нормативной рентабельности не стимулирует предприятие к формированию экономически- обоснованного тарифа, что в свою очередь приводит к повышению уровня износа объектов коммунальной инфраструктуры.

Для повышения качества предоставления коммунальных услуг и эффективности использования энергетических ресурсов необходимо обеспечить масштабную замену ветхих сетей теплоснабжения, отработавшего свой нормативный срок службы оборудования на системах жизнеобеспечения, провести работы по тепловой изоляции трубопроводов теплоснабжения и горячего водоснабжения, строительству новых сетей.

Подключение новых абонентов в городской черте ограничено предельно низким уровнем располагаемого перепада давления в удаленных районах города. Увеличение располагаемого перепада давления за счет повышения давления теплоносителя на входе в город невозможно из-за ветхости сетей. Указанная проблема может быть решена за счет

реконструкции насосной станции (здание 716), обеспечивающей перекачку теплоносителя в обратном трубопроводе в сторону БРТ ЛАЭС.

Строительство сетей, обеспечивающих закольцовку элементов системы теплоснабжения города, реконструкция 716 здания, замена ветхих сетей теплоснабжения, обеспечение оптимальных гидравлических режимов системы теплоснабжения и восстановление теплоизоляции трубопроводов позволят:

- повысить надежность теплоснабжения;
- снизить потребление энергетических ресурсов в результате снижения потерь в процессе передачи тепловой энергии потребителям;
- обеспечить более рациональное использование тепловых ресурсов.

Участки теплосетей, на которых в соответствии с данным технико-экономическим обоснованием будет проводиться модернизация, характеризуются высокой повреждаемостью, большими сверхнормативными тепловыми потерями и, как следствие, недостаточной (ниже расчётной) экономичностью эксплуатации тепловых сетей, что влечет низкое качество оказания услуг теплоснабжения.

Учитывая существующие проблемы системы теплоснабжения города Сосновый Бор в целях развития системы теплоснабжения предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на снижение износа и достижение целевых показателей реализации мероприятий по реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения.

## ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

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

Настоящая актуализированная Схема теплоснабжения предусматривает анализ развития Сосновоборский городской округ в расчетный период до 2032 г.

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения Сосновоборского городского округа представлены в таблицах 58-59.

**Таблица 58 – Значения спроса тепловой мощности Ленинградской АЭС на территории Сосновоборского городского округа, Гкал**

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
1	Произведено тепловой энергии (выработка)	911268,52	838799,6	871 216,83
1.1	Собственные нужды	171898,95	169 215,58	157 515,03
1.2	Отпуск с коллекторов	911268,52	838799,6	871 216,83
1.3	Отпуск тепловой энергии потребителям (полезный отпуск)	739369,57	669 584,02	713 701,80
1.3.1.	отопление	576 888,35	519322,89	521 725,95
1.3.2.	ГВС (м3)	2 055 791,77	1 884 564,61	2 011 974,10

**Таблица 59 – Значения спроса тепловой мощности СМУП «ТСП» на территории Сосновоборского городского округа, Гкал**

№ п/п	Показатели	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт
1	Произведено тепловой энергии (выработка)	20183,9	28731,72	7333,28
2	Собственные нужды	2942,91	2176,59	390,9
3	Получено тепловой энергии со стороны	658399,5	626183,66	639053,40
4	Отпущено тепловой энергии	594671,2	575070,22	569650,85
4.1.	Отпущено тепловой энергии своим потребителям	593961,5	565892,7	524391,55
4.1.1.	Населению	395557,1	378139,20	333562,75
4.1.2.	Бюджетофинансируемым	58241,6	58571,29	59987,71
4.1.3.	Прочим организациям	140162,8	129182,28	130841,09
4.2.	Отпущено другому предприятию (перепродавцу)	709,7	9177,45	14201,42

Общая расчетная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к теплогенерирующим мощностям БРТ Ленинградской АЭС и котельной СМУП «ТСП» по состоянию на 01.01.2024 г. составляет 534,416 Гкал/ч.

**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**

Развитие систем теплоснабжения на перспективу до 2032 года учитывает увеличение размера застраиваемой территории, улучшение качества жизни населения и предусматривает мероприятия по строительству, реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения.

Согласно действующего Генерального плана (актуализированная версия) муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области, разработанного с расчетным сроком 2030 г, предусмотрены следующие мероприятия:

Мероприятия на расчетный срок (2030 год):

В течение расчетного срока жилищный фонд города планируется увеличить до 2,25 млн. кв. м., что позволит увеличить среднюю жилищную обеспеченность с 21,5 кв. м в настоящее время до 32,2 кв. м общей площади на человека. Объем нового жилищного строительства в течение расчетного срока генерального плана составит порядка 0,8 млн. кв. м.

Генеральным планом принята следующая структура нового жилищного строительства:

- Многоэтажные жилые дома (9 и выше) – 40 %;
- Среднеэтажные жилые дома (5 – 8 эт.) – 13 %;
- Малоэтажные и индивидуальные жилые дома (до 4 эт.) – 47 %.

В таблице ниже определены основные площадки нового жилищного строительства на расчетный срок генерального плана.

**Таблица 60 – Перечень площадок жилищного строительства со схемой (тыс. кв. м общей площади)**

Микрорайон	Жилищный фонд к 2030 году			
	индивидуальный	многоквартирный		
		1-2 этажа	3-4 этажа	5 этажей
1	38,7	8,7	0,0	0,0
2	44,0	0,8	16,0	0,0
3	142,0	0,0	0,0	0,0
4	8,0	0,0	0,0	172,2
5	0,4	0,1	0,0	304,7
6	0,2	0,0	0,0	423,6
7	38,3	0,0	18,0	0,0
8	7,2	0,3	3,1	149,7
9	0,0	0,0	0,0	247,1
10	0,5	9,4	7,0	214,1
11	0,0	0,0	1,0	143,0
12	22,4	0,0	0,0	0,0
13	0,4	0,4	7,8	134,6
14	13,7	3,1	0,0	0,0
15	61,2	0,0	0,0	0,0

Микрорайон	Жилищный фонд к 2030 году			
	индивидуальный	многоквартирный		
		1-2 этажа	3-4 этажа	5 этажей
16	9,2	0,5	0,0	0,0
Итого	386,2	23,3	52,9	1789,0

Мероприятия по градостроительной организации жилых зон:

- Размещение необходимых в течение расчетного срока объемов жилищного строительства в пределах земель Сосновоборского городского округа;
- Строительство нового жилищного фонда на экологически безопасных территориях с учетом системы нормативных планировочных ограничений;
- Комплексная застройка и благоустройство площадок нового жилищного строительства с полным инженерным оборудованием территории и строительством объектов социальной сферы, устройством спортивных и парковых зон;
- Комплексная реконструкция и благоустройство сложившихся жилых зон – ремонт и модернизация жилищного фонда; ремонт и замена инженерных сетей и сооружений; ремонт и усовершенствование улично-дорожной сети; благоустройство и озеленение жилых зон; создание новых озелененных пространств, спортивных и детских площадок.

Суммарный ввод строительных площадей оценивается как 709 тыс. м<sup>2</sup>. В делении по расчетным элементам территориального деления площади перспективной застройки составят:

- Северо-Восточный район – 21 тыс. м<sup>2</sup>, 3%.
- Северо-Западный район – 406,1 тыс. м<sup>2</sup>, 57%.
- Восточный промышленный район – 24,8 тыс. м<sup>2</sup>, 3,5%.
- Южный промышленный район – 257,1 тыс. м<sup>2</sup>, 36,3%.

Согласно Прогнозу социально-экономического развития Сосновоборского городского округа на 2024-2026 годы планируется строительство следующих объектов социальной сферы:

- городского музея общей площадью 500 кв. м;
- информационного центра ЛАЭС в районе СКК «Энергетик»;
- крытой ледовой арены.

В 2024 году планируется ввод в эксплуатацию спортивно-гостиничного комплекса (ул. Соколова, з/у №15).

Так же в 2024 году планируется завершение строительства комплекса апартаментов со встроенными общественными помещениями на земельном участке №22б по ул. Комсомольской.

В прогнозируемом периоде ожидается строительство 3 многоквартирных домов в 7а микрорайоне (земельные участки с кадастровыми номерами 47:15:0106002:10,

47:15:0106004:74 и 47:15:0106004:74 общей площадью 19443 кв.м.), а также продолжится строительство объектов индивидуального жилищного строительства общей площадью 15000 кв.м.

Планируется завершение строительства комплекса апартаментов на земельном участке №17/1 по ул. Петра Великого и реконструкции одноэтажного городского универсального рынка на земельном участке №74 по пр. Героев.

Продолжается строительство комплекса апартаментов со встроенными общественными помещениями на земельном участке №22б по ул. Комсомольской.

На момент актуализации Схемы разработана документация по планировке и межеванию территории Сосновоборского городского округа, ограниченной ул. Академика Александрова, ул. Парковая, ул. Красных Фортгов, ул. Коблицкого.

Реестр перспективных потребителей (в соответствии с реестром выданных ТУ на присоединение) представлены в таблице 61.

**Таблица 61 – Реестр перспективных потребителей (в соответствии с реестром выданных ТУ на присоединение)**

№ п/п	Наименование абонента	Адрес	ТС, Гкал/ч	ГВС, Гкал/час	Источник теплоснабжения
1	Цех глиняных добавок	Ленинградская обл., г. Сосновый Бор, Копорское шоссе, д. 56	0,2	0,1	Бойлерная районного теплоснабжения
2	Нежилое одноэтажное здание для использования в качестве городского универсального рынка	Ленинградская обл., г. Сосновый Бор, пр. Героев, 74, КН 47:15:0101001:20	0,118	0,068	Бойлерная районного теплоснабжения и городская котельная
3	Крытая ледовая арена	Ленинградская обл., г. Сосновый Бор, пр. Александра Невского, з/уч. №47, КН ЗУ 47:15:0101004:28	0,207 от 0,976 вент	0,424-ГВС 0,198-ВТЗ 0,172-ВОА	Бойлерная районного теплоснабжения и городская котельная
4	«Реконструкция здания «Дом Петрова» по размещению городского краеведческого музея	Ленинградская обл., г. Сосновый Бор, ул. Ленинградская, д. 56б	0,023	0,042	Бойлерная районного теплоснабжения и городская котельная
5	«Здание офисного центра» под «Многопрофильный деловой общественно-торговый комплекс» (установка АИТП и узла учета тепловой энергии)	Ленинградская обл., г. Сосновый Бор, Липовский проезд, зд.№15, КН ЗУ 47:15:0106005:69	0,09	0,033	Бойлерная районного теплоснабжения и городская котельная

В дополнение к перечню перспективных объектов, представленных в таблице 61, в соответствии с исходными данными от управления архитектуры и градостроительства Администрации Сосновоборского городского округа, планируется ввод новых объектов в 2023-2025 гг. Перечень объектов капитального строительства представлен в таблице 62.

**Таблица 62 – Информация о планируемом вводе жилья в 2023-2025 годах на территории Сосновоборского городского округа**

Наименование объекта	Адрес	Планируемый год ввода	Этажность дома	Площадь, м <sup>2</sup>
Реконструкция нежилого одноэтажного здания в качестве городского универсального рынка	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, пр. Героев, з/у №74	2024	1	5057,5
Комплекс апартаментов	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Петра Великого, з/у №17/1	2023	13	22195,6
Здание многофункционального центра	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Молодежная	2023	3	2065
АГНКС-1	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Петра Великого, з/у №23	2023	1	45,4
Здание склада металлоизделий	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Индустриальная, уч. №1/1	2024	1	109,6
Здание лыжной базы	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	100,4
Административно-бытовой комплекс с кафе	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	2	555,3
Банно-оздоровительный комплекс	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	97,5
Хозяйственная постройка	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	48,4
Гостиничный корпус №1	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	2	534
Гостиничный корпус №2	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	2	534
Гостиничный корпус №3	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	2	534
Гостевой дом одноэтажный №1	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	77,2
Гостевой дом одноэтажный №2	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	77,2
Гостевой дом одноэтажный №3	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	1	77,2

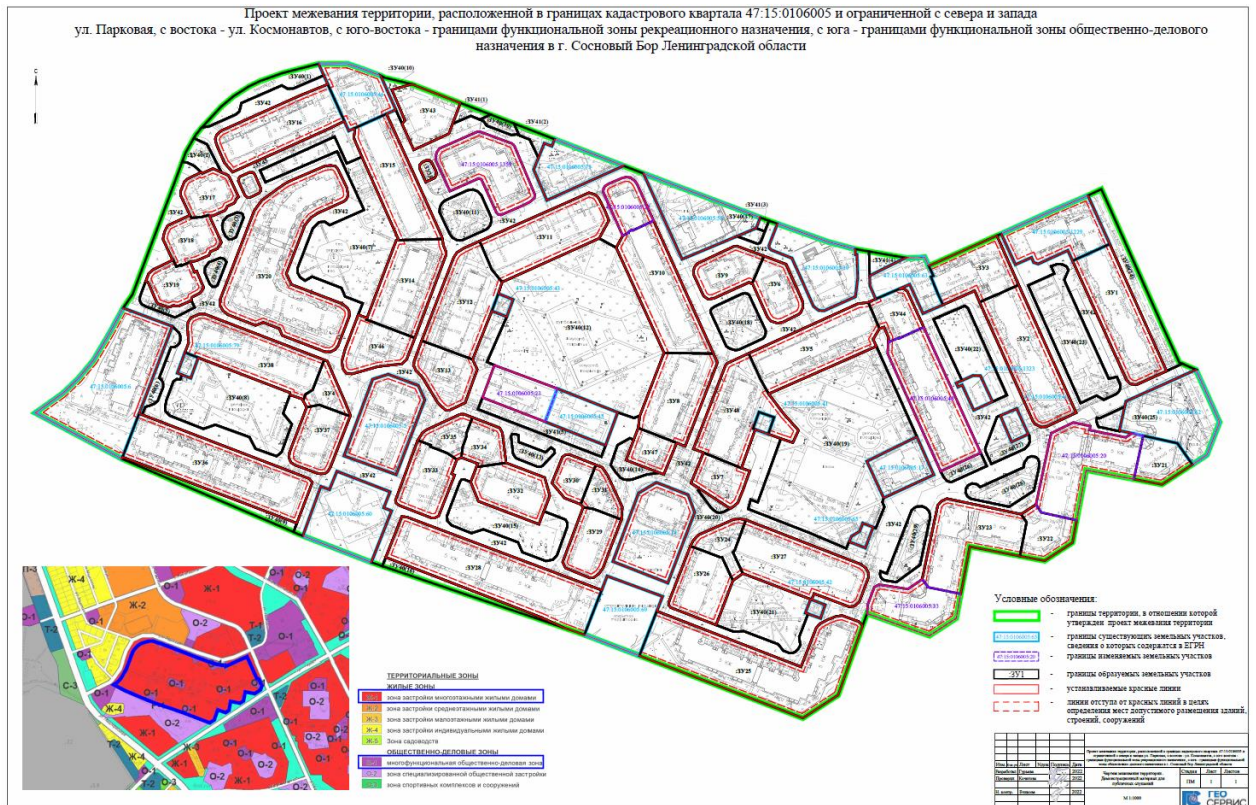
Наименование объекта	Адрес	Планируемый год ввода	Этажность дома	Площадь, м <sup>2</sup>
Гостевой дом двухэтажный №1	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у № 15	2024	2	141,8
Гостевой дом двухэтажный №2	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Соколова, з/у №15	2024	2	141,8
Многопрофильный деловой общественно-торговый комплекс (Реконструкция здания офисного центра)	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, Липовский проезд, з/у № 15	2023	2	1023
Здание офиса	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Петра Великого, з/у №1	2023	1	58,3
Офисное здание	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, ул. Петра Великого	2025	2	1140
Здание автогаража	Ленинградская область, Сосновоборский городской округ, г. Сосновый Бор, Гаражный кооператив «Смолокурка»	2025	1	449

На рисунках ниже представлены зоны капитального строительства на территории Сосновоборского городского округа.

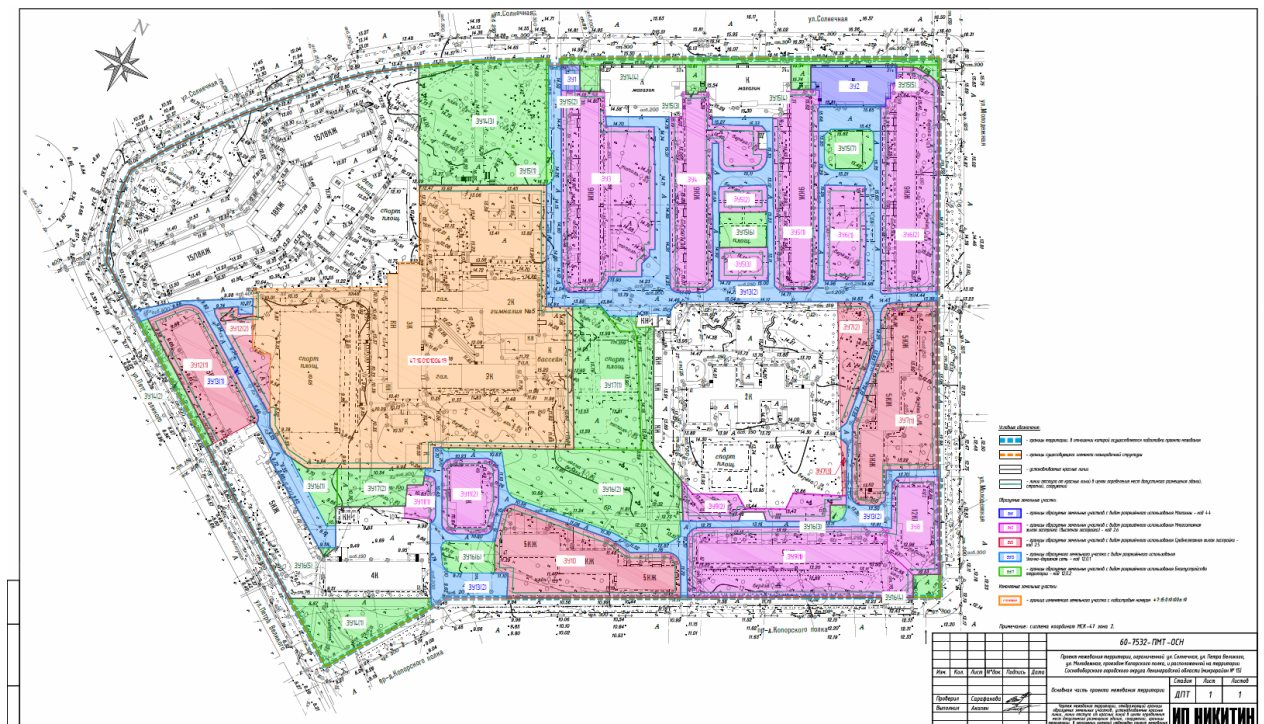


**Рисунок 15 – Общий вид. Зоны капитального строительства на территории Сосновоборского городского округа**





**Рисунок 16 – Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории, расположенной в границах кадастрового квартала 47:15:0106005 и ограниченного с севера и запада ул. Парковая, с востока ул. Космонавтов, с юго-востока-границами функциональной зоны рекреационного назначения в г. Сосновый Бор Ленинградской области (микрорайон 7))**



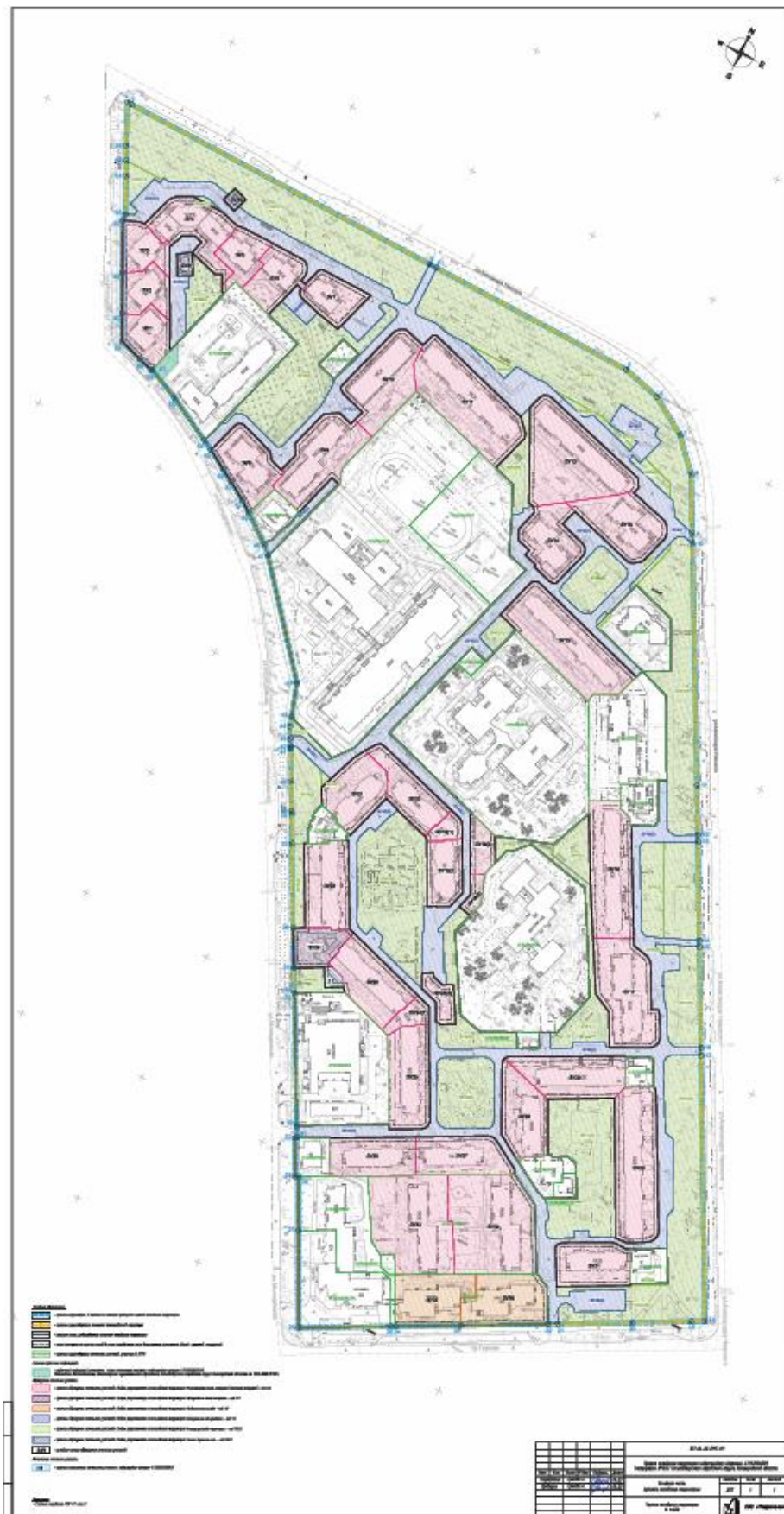
**Рисунок 17 - Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории, ограниченной ул. Солнечная, ул. Петра Великого, проездом Копорского**



полка, и расположенной на территории Сосновоборского городского округа  
Ленинградской области (микрорайон №15)



**Рисунок 18 - Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории кадастрового квартала 47:15:0106008 (Микрорайон 10А) Сосновоборского городского округа Ленинградской области)**



**Рисунок 19 - Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории кадастрового квартала 47:15:0106009 (Микрорайон 10Б) Сосновоборского городского округа Ленинградской области)**



*Проект планировки территории и проект межевания с комплексом изысканий в рамках реализации комплексного развития незастроенной территории в кадастровом квартале 47:15:0106006, муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области, ограниченной ул. Академика Александрова, ул. Парковая, ул. Красных Фортиков, ул. Коблицкого, площадью 16,5 га*

Проект планировки территории размещается в северной части микрорайона 10А муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области на территории кадастрового квартала 47:15:0106006. Площадь комплексного развития территории в границах проектирования составляет 16,5 га.

Территория проектирования ограничена: на севере – ул. Академика Александрова, на востоке – ул. Парковая, на юге – ул. Красных Фортиков, на западе – ул. Коблицкого.

По улице Парковая с востока и юго-востока к территории проектирования примыкает существующая многоэтажная жилая застройка. На северо-западе кадастрового квартала 47:15:0106006 по улице Молодёжной к площадке комплексного развития территории примыкает участок, на котором расположены два пятиэтажных жилых здания и здание универсама с объектами обслуживания. К западу от проектируемой площадки в соответствии с генеральным планом и правилами землепользования и застройки Сосновоборского городского округа предполагается район общественно-деловой застройки с объектами обслуживания, культуры и спорта.

Площадь в границах проекта планировки территории составляет 20,81 га.

На территории проектирования предусматривается размещение многоквартирных жилых домов этажностью не более 12-ти этажей со следующими показателями:

общее количество квартир – 1330 шт., в том числе:

1. Передаваемые Застройщику 1300 шт.:

- 1 - комнатные площадью 35-45 кв. м. – 507 шт.

- 2 - комнатные площадью 52-64 кв. м. – 485 шт.

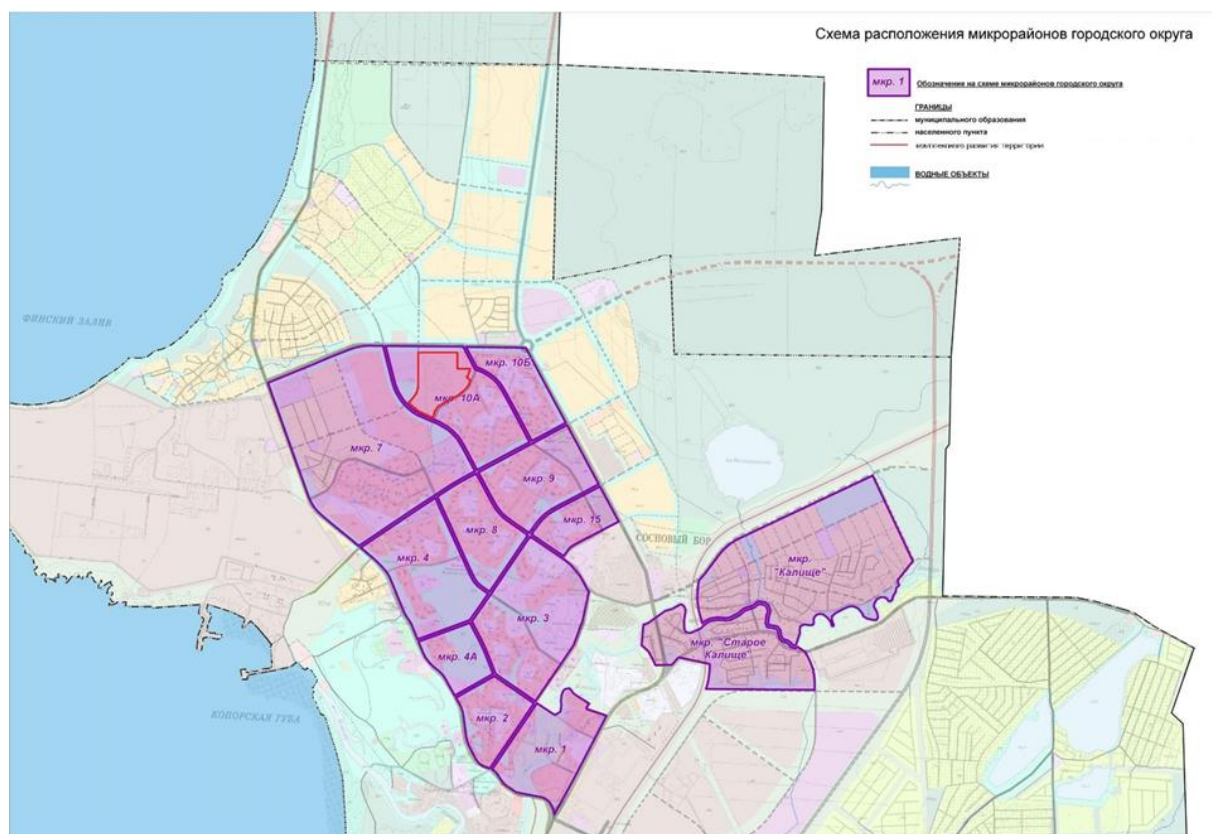
- 3 - комнатные площадью 70-89 кв. м. – 308 шт.

2. Для граждан льготных категорий 30 (тридцать) однокомнатных жилых помещений общей площадью не менее 33 м<sup>2</sup>, в соответствии с требованием договора комплексного развития незастроенной территории.

Предполагаемый объём нового жилищного строительства с учётом количества квартир и их площадей в максимальном варианте составит до 82,6 тыс. кв. м. Площадь застройки многоквартирных многоэтажных жилых домов – 13257 кв.м. Проектом планировки предусматривается территория площадью 3,1 га для размещения зоны объектов капитального строительства дошкольного и среднего (начального) образования: дошкольная

образовательная организация на 195 мест с начальной общеобразовательной школой (1-4 классы) на 300 мест. Площадь застройки зоны объектов капитального строительства дошкольного и среднего (начального) образования – 4235 кв.м. Централизованное теплоснабжение планируется от новой газовой котельной.

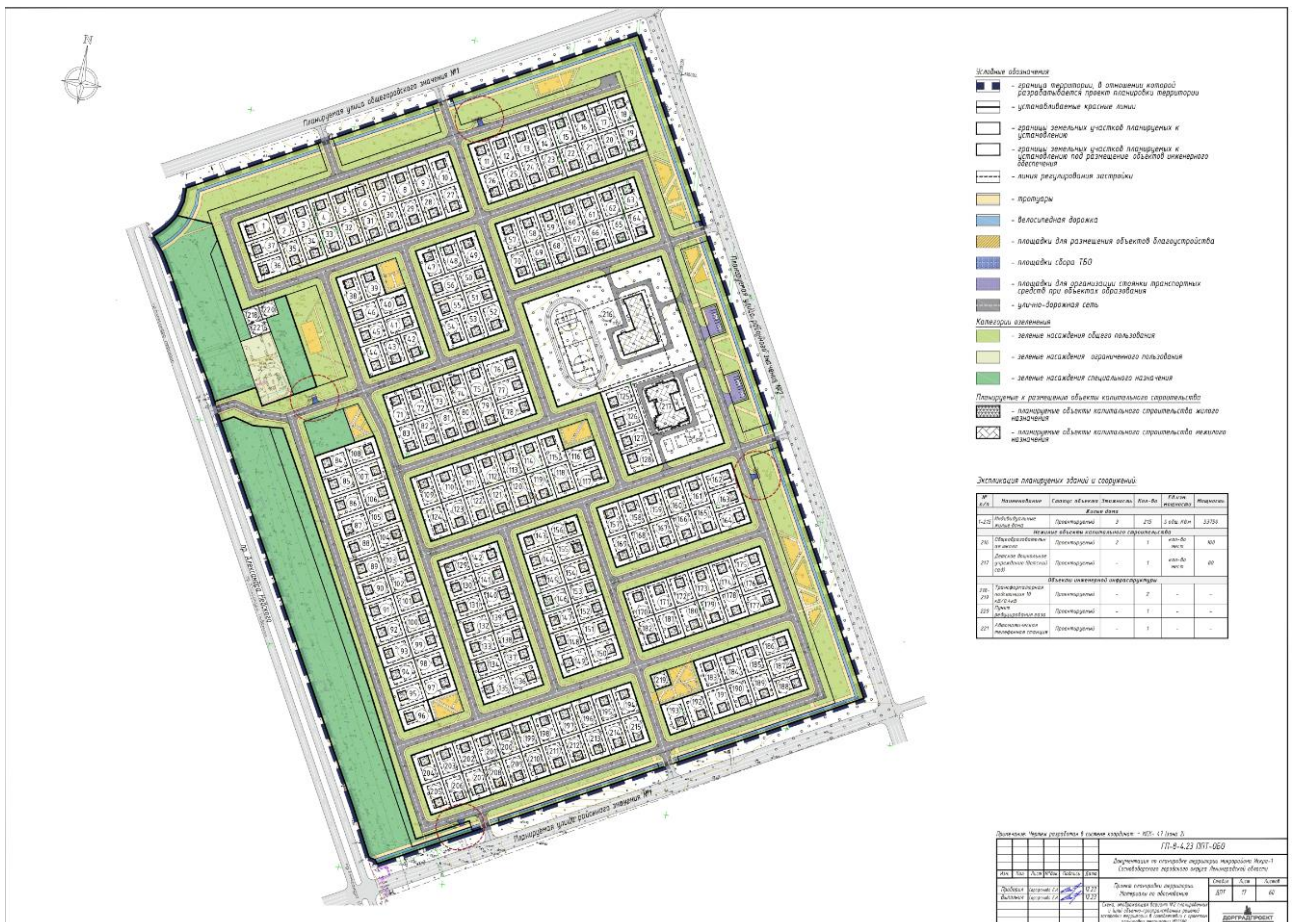
Расположение проектируемой территории комплексного развития в структуре микрорайонов Сосновоборского городского округа представлено на рисунке 20.



**Рисунок 20 - Расположение проектируемой территории комплексного развития в структуре микрорайонов Сосновоборского городского округа**

*Проект планировки территории микрорайона Искра-1 Сосновоборского городского округа  
Ленинградской области*

Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается за счет установки индивидуальных газовых котлов и водонагревателей. Теплоснабжение объектов социальной инфраструктуры планируется осуществить от точки присоединения ТК-46, на магистральном трубопроводе ДУ700 мм. Общая площадь в границах проектирования составит 33,08 га, в том числе жилой фонд 6,45 га.



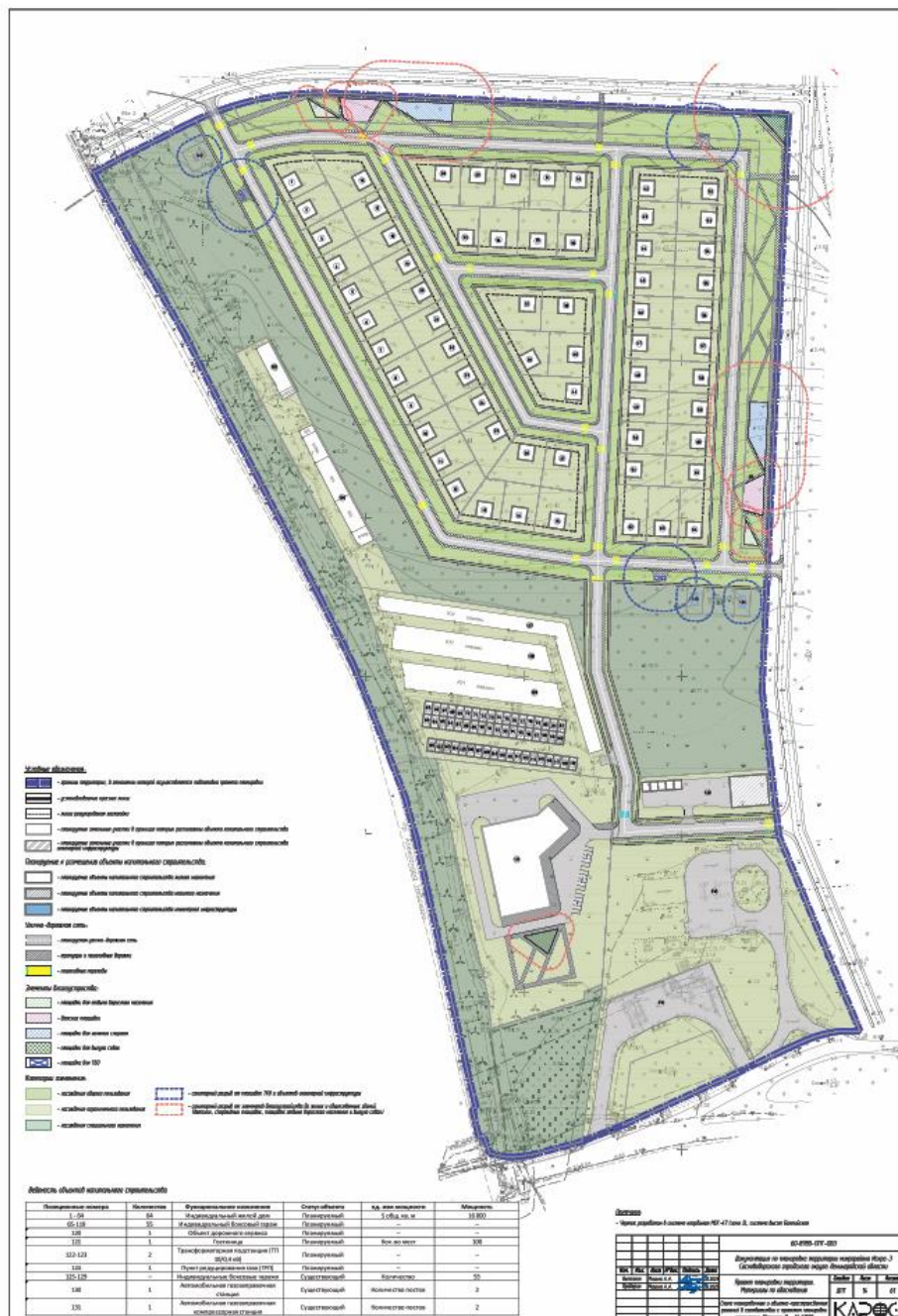
**Рисунок 21 - Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории микрорайона Искра-1 Сосновоборского городского округа Ленинградской области)**

*Проект планировки территории микрорайона Искра-2 Сосновоборского городского округа Ленинградской области*

Теплоснабжение территории предусматривается за счет установки индивидуальных газовых котлов и водонагревателей. Общая площадь в границах проектирования составит 20,33 га, в том числе жилой фонд 3,625 га.







**Рисунок 23 - Перспективные зоны капитального строительства (Проект планировки территории микрорайона Искра-3 Сосновоборского городского округа Ленинградской области)**

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

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего



имущества в многоквартирном доме» введены требования к теплопотреблению зданий постройки после 1999 года, определяющие необходимость принятия энергоэффективных решений при их проектировании. Требования энергоэффективности, идентичные приведенным в постановлении Правительства Российской Федерации, ранее опубликованы в СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

При расчете удельных показателей теплопотребления зданий перспективного строительства с учетом требований энергоэффективности учитываются:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме» для жилых зданий нового строительства.

2. Требования СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 для общественных зданий и зданий производственного назначения.

3. Сохранение показателей теплопотребления для строящихся в настоящее время зданий, вводимых в 2012–2013 годах, в проекты которых заложены устаревшие нормативы.

Норматив потребления тепловой энергии на отопление в Сосновоборском городском округе для зданий года постройки позже 1999г. установлен в размере 0,01485 Гкал/м<sup>2</sup>. Норматив потребления тепловой энергии на 1 кв. м общей площади пересчитан в удельный расход тепловой энергии на отопление. Удельный расход тепловой энергии на отопление для Сосновоборского городского округа составляет 42,13 Ккал/(ч·м<sup>2</sup>) для многоэтажных и среднеэтажных жилых домов и 62,77 Ккал/(ч·м<sup>2</sup>) для индивидуальных жилых домов.

Приведенные показатели удельного энергопотребления являются прогнозируемыми на весь расчетный период до 2032 г., поскольку в соответствии с положениями Генерального плана снижения удельных показателей энергопотребления на нужды отопления и горячего водоснабжения для Сосновоборского городского округа не предусмотрено.

#### **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**

По данным ресурсоснабжающих организаций тепловые (маж) нагрузки потребителей по договорам на теплоснабжение на 01.01.2024 года составляют 366,416 Гкал/ч. Тепловые нагрузки в разрезе категорий потребителей представлены в таблице 63.

**Таблица 63 – Тепловые нагрузки в разрезе категорий потребителей**

Категории потребителей	Наименование источника тепловой энергии осуществляющий теплоснабжение	Тепловая нагрузка (max), Гкал/ч			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Нагрузка суммарная, Гкал/ч
Население (многоквартирные дома)	ЛАЭС; Котельная СМУП «ТСП»	116,02	0,00	98,05	214,070
Потребители городской зоны		47,78517	23,86343	26,68026	98,329
Предприятия Промышленной зоны		-	-	-	54,017
<b>Итого</b>					<b>366,416</b>

Нагрузка перспективных потребителей тепловой энергии складывается из:

- Перспективной тепловой нагрузки жилищного сектора;
- Перспективной тепловой нагрузки общественных зданий и объектов;
- Перспективной тепловой нагрузки промышленных объектов.

Суммарный прирост расчетной тепловой нагрузки в горячей воде потребителей в период с 2024 по 2032 год составит 127,746 Гкал/ч, в том числе:

- 108,99 Гкал/час на нужды отопления и вентиляции;
- 18,75 Гкал/час на нужды ГВС.

В расчетных элементах территориального деления прироста расчетной нагрузки потребителей в горячей воде составят:

- Северо-Восточный район – 2,49 Гкал/ч, 1,95 %;
- Северо-Западный район – 57,296 Гкал/ч, 44,85 %;
- Восточный промышленный район – 2,96 Гкал/ч, 2,32 %;
- Южный промышленный район – 65 Гкал/ч, 50,88 %.

Принимая во внимание перспективное строительство распределительных газопроводов кварталов индивидуального жилищного строительства «Устье», «Старое Калище», «Искра» и учитывая ограничение по возможности обеспечения тепловой энергией всех потребителей перспективной застройки от централизованной системы теплоснабжения (БРТ и котельная СМУП «ТСП»), составлен прогноз перспективного прироста тепловых нагрузок, отопление и горячее водоснабжение которых планируется осуществлять от централизованной системы теплоснабжения (таблицы 66-67, п. 2.6.).

Плановые значения объемов потребления тепловой энергии СМУП «ТСП» с 2024 по 2043 годы, представлены в таблице 64. Плановые значения выработки и объема полезного отпуска тепловой энергии (филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция) представлены в таблице 65.

**Таблица 64 – Плановые значения выработки и объема полезного отпуска тепловой энергии СМУП «ТСП» с 2024 по 2043 годы**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2024 г. СМУП "ТСП" принято ЛенРТК	2024г. ООО "ТСП" принято ЛенРТК	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033г.	2034г.	2035- 2043гг.
1	2	3	4											
Выработка тепловой энергии, всего:	Гкал/год	<b>1 250,02</b>	<b>13 000,00</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>
газ	Гкал/год	1 250,02	13 000,00	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02
Отпущено теплоэнергии всем потребителям, всего:	Гкал/год	<b>557 110,02</b>	<b>13 000,00</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	122 850,00	0,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00
на отопление	Гкал/год	434 260,01	13 000,00	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01
Население	Гкал/год	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00
на отопление	Гкал/год	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00
Бюджетные организации	Гкал/год	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00
на отопление	Гкал/год	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00
Прочие потребители	Гкал/год	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	<u>7 620,00</u>	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00
на отопление	Гкал/год	<u>105 050,00</u>	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00
Организациям- перепродавцам	Гкал/год	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>

**Таблица 65 – Плановые значения выработки и объема полезного отпуска тепловой энергии (филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выработка тепловой энергии, всего:	Тыс. Гкал/год	871,217	880,739	890,260	890,26	890,26	890,26	892,937	896,857	899,050	902,577
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал/год	697,269	706,015	714,76	714,760	714,760	714,760	718,334	721,925	725,535	732,790

В случае реализации в полном объеме ввода объектов жилищного, общественно-делового и прочего назначения, определенных в документах территориального планирования, в перспективе до 2032 г. покрытие тепловой нагрузки новых объектов строительства предлагается от действующих или индивидуальных источников теплоснабжения.

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

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 №565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. Данная рекомендация объясняется экономически необоснованными затратами на строительство тепловых сетей большой протяженности и малыми диаметрами в зонах индивидуального устройства, а также большими тепловыми потерями при передаче теплоносителя, соразмерными с количеством тепла, необходимого конечному потребителю.

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 приведены в главе 2 разделе 2.4.

#### **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 теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе**

Перепрофилирование производственных зон не планируется.

Прогнозируемый прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников до 2032 г без учета прироста нагрузки промышленных потребителей показан в таблице 6б.

Прогнозируемый прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников до 2032 г. с учетом прироста нагрузки промышленных потребителей, теплоснабжение которых планируется осуществлять от централизованных систем, показан в таблице 67.

**Таблица 66 – Прогнозируемый прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников до 2032 г. без учета прироста нагрузки промышленных потребителей (Гкал/час)**

Планировочный район	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	Суммарная расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час
Северо-Восточный район	0,1	0,1	0,45	0,39	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	<b>2,49</b>
Северо-Западный район	9,7	3,2	5,777	3,3	8,754	3,9	9,115	5,2	8,35	<b>57,296</b>
Восточный промышленный район	0	1,1	0	0	0,9	0,36	0,6	0	0	<b>2,96</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>9,8</b>	<b>4,4</b>	<b>6,23</b>	<b>3,69</b>	<b>9,90</b>	<b>4,56</b>	<b>10,02</b>	<b>5,5</b>	<b>8,65</b>	<b>62,746</b>

**Таблица 67 – Прогнозируемый прирост расчетной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников до 2032 г. без учета прироста нагрузки промышленных потребителей (Гкал/час) и с учетом промпотребителей, теплоснабжение которых планируется осуществлять от централизованных систем**

Планировочный район	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	Суммарная расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час
Северо-восточный район	0,1	0,1	0,45	0,39	0,25	0,3	0,3	0,3	0,3	<b>2,49</b>
Северо-западный район	9,7	3,2	5,777	3,3	8,754	3,9	9,115	5,2	8,35	<b>57,296</b>
Восточный промышленный район	0	1,1	0	0	0,9	0,36	0,6	0	0	<b>2,96</b>
<b>Итого</b>	<b>9,8</b>	<b>4,4</b>	<b>6,23</b>	<b>3,69</b>	<b>9,90</b>	<b>4,56</b>	<b>10,02</b>	<b>5,5</b>	<b>8,65</b>	<b>62,746</b>
Промышленные потребители (Южный промышленный район)	0	0	0	0	0	0	0	65	0	<b>65</b>
<b>Всего</b>	<b>9,8</b>	<b>4,4</b>	<b>6,227</b>	<b>3,690</b>	<b>9,904</b>	<b>4,560</b>	<b>10,015</b>	<b>70,5</b>	<b>8,65</b>	<b>127,746</b>

## 2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

Завершены работы по строительству спортивно-гостиничного комплекса (ул. Соколова, з/у№15). Ввод в эксплуатацию ожидается в 2024 году.

Введен в эксплуатацию многоквартирный жилой дом расположенный на земельном участке с кадастровым номером 47:15:0107004:93 (ЖК «Солнце», участок №73). Завершение строительства многоквартирного жилого дома, расположенного на земельном участке с кадастровым номером 47:15:0107004:99 (ЖК «Солнце», участок №75).

Разработана и утверждена планировочная документация по микрорайонам № 10А, № 10Б, № 15, №7 и Искра.

На момент актуализации Схемы разработана документация по планировке и межеванию территории Сосновоборского городского округа, ограниченной ул. Академика Александрова, ул. Парковая, ул. Красных Фортиков, ул. Коблицкого. Общая потребность в теплоснабжении квартала составляет 12,046 Гкал/ч.

Показатели существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения приведены в соответствие с состоянием на момент актуализации схемы теплоснабжения и учитывают присоединенные тепловые нагрузки к системам теплоснабжения.

## **2.8. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Сведения об объектах, подключенных к тепловым сетям за 2022–2023 годы, предоставлены в таблице 68.

**Таблица 68 – Сведения об объектах, подключенных к тепловым сетям за 2022-2023 годы**

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Акт Ростехнадзора	Нагрузка, Гкал/час				
				отопление	вентиляция	ГВС	Техн. нужды	Всего
1	МБДОУ "Детский сад №10"/Концерт "Титан-2"	Липовский, д. 29а	17.08.2022	0,17914	0,21202	0,16816	0,01548	0,5748
2	ООО "Апарт-отель на Петра Великого"	Петра Великого, зд.17	17.04.2023	0,76809	0	1,0476	0	1,81569
3	ООО "Дипломат Девелопмент"	пр.Героев, д. 74	02.11.2023	0,118	0,228	0,068	0	0,414
4	АО "АЭН"	Липовский пр., д.15	02.11.2023	0,09	0	0,033	0	0,123
5	Фонд защиты прав граждан - участников долевого строительства ЛО	Моховая д. 2 МКД	16.02.2023	0,18721	0	0,168865	0	0,356075
6	ГБУ ЛО СББЖ Ломоносовского района	Петра Великого, уч. 7	31.03.2022	0,0186	0,0322	0,020855	0	0,071655

**2.9. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки**

Актуализированный прогноз перспективной застройки представлен в пункте 2.2.

**2.10. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии**

Тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии представлена в таблице 69.

**Таблица 69 - Тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии**

№п/п	Источник теплоснабжения	Существующая тепловая нагрузка на коллекторе, Гкал/ч	Перспективная тепловая нагрузка на коллекторе, Гкал/ч
1	БРТ Ленинградской АЭС	607,886	729,21
2	Котельная СМУП «ТСП»		

**2.11. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды**

Объем потерь теплоносителя за 2023 год составил 76694,66 Гкал/год.

Плановый объем водопотребления на 2024 год составит 201,06 тыс. м<sup>3</sup>, в том числе на ГВС – 187,47 тыс. м<sup>3</sup>, на технологические нужды – 13,59 тыс. м<sup>3</sup>.



## ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

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

Электронная модель Схемы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа актуализирована с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo версия 2021» (далее - «ZuluThermo 8.0»). Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

В результате актуализации электронной модели системы теплоснабжения, в соответствии с Требованиями, выполнены:

а) графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов;

б) паспортизация объектов системы теплоснабжения;

в) паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;

г) гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

д) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

е) расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;

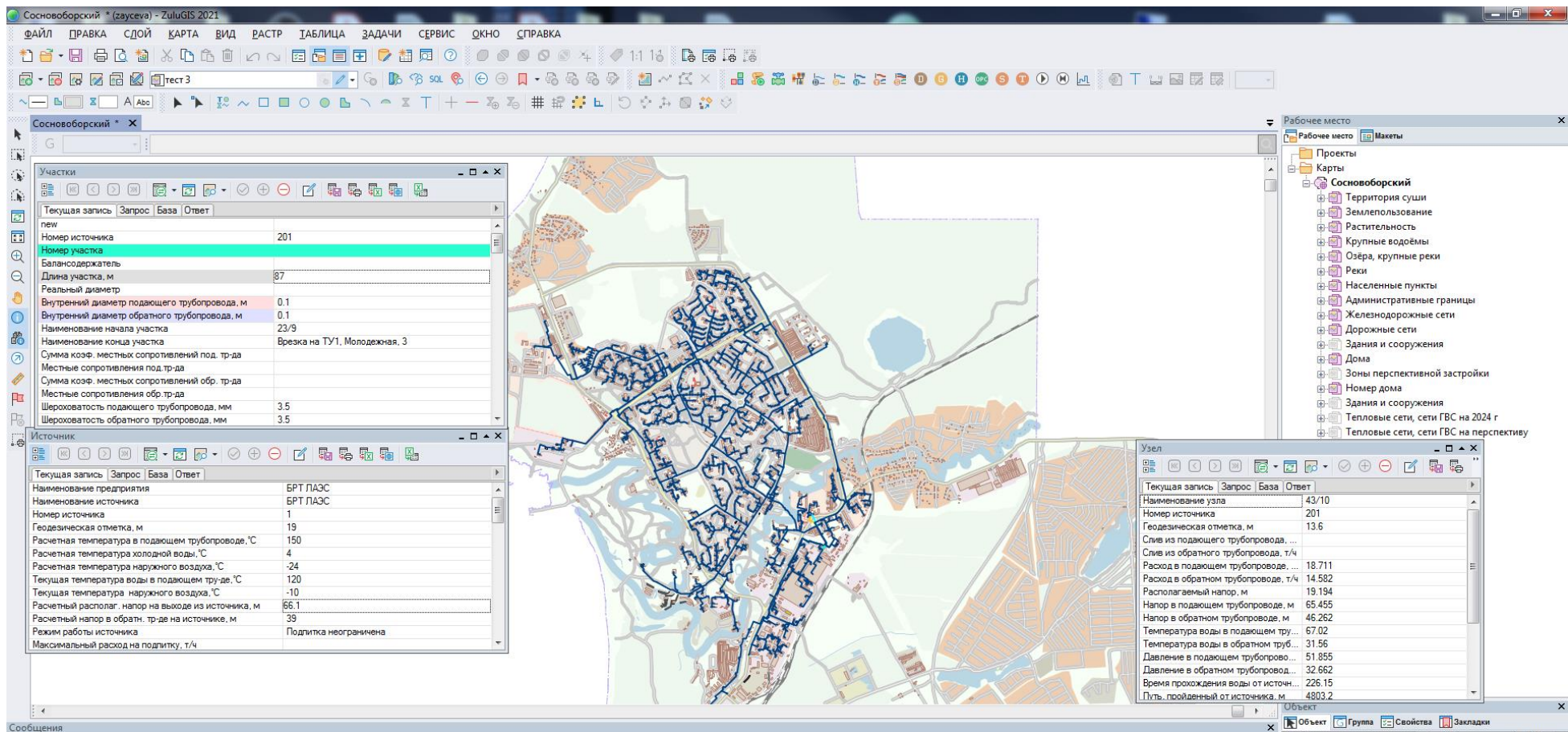
ж) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;

з) расчет показателей надежности теплоснабжения;

и) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

к) сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Графическое отображение электронной модели системы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа приведено на рисунках 24-26.



**Рисунок 24 - Графическое отображение электронной модели (представление объектов системы теплоснабжения)**

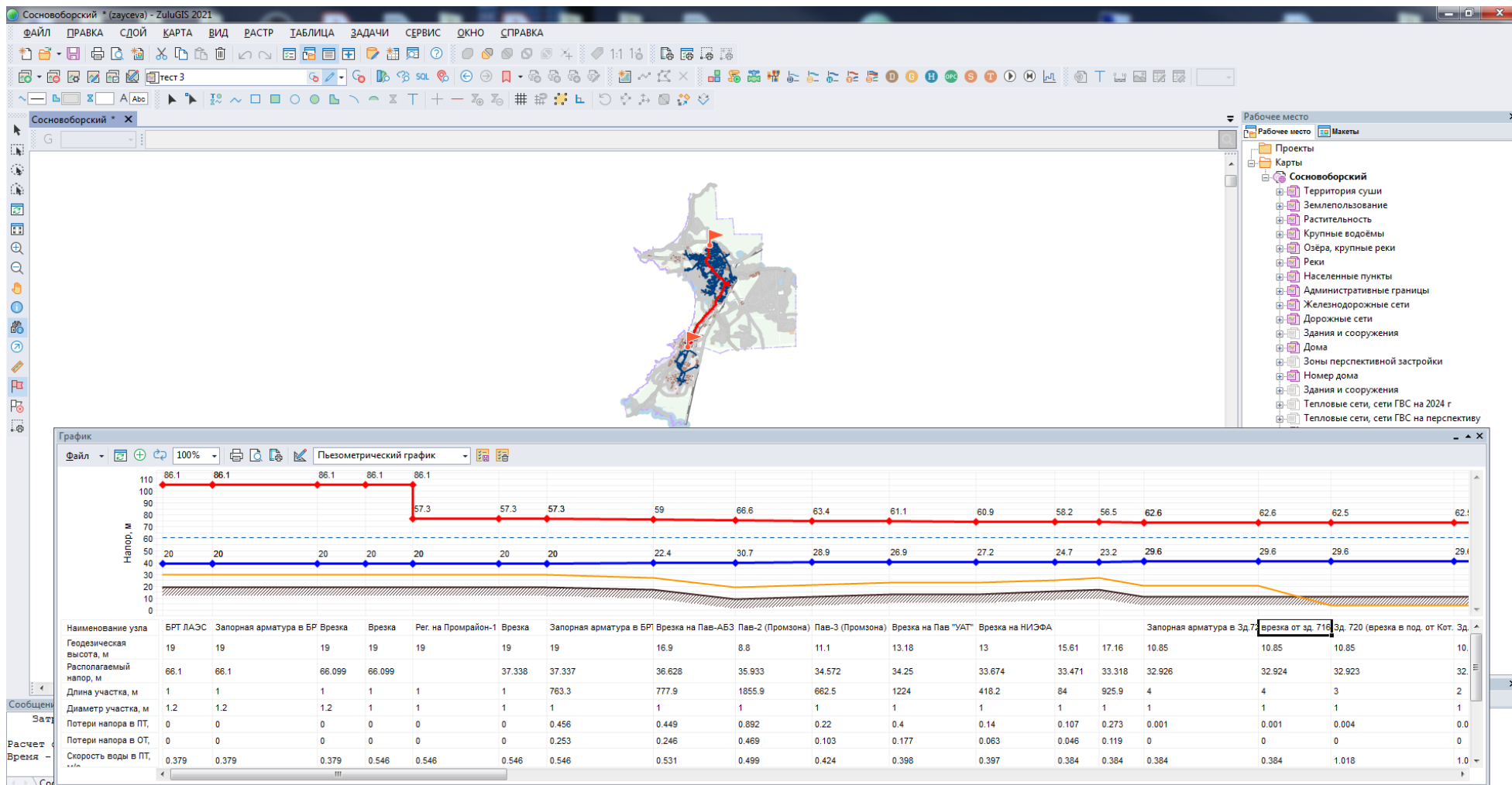


Рисунок 25 – Графическое отображение электронной модели (построение пьезометрических графиков)

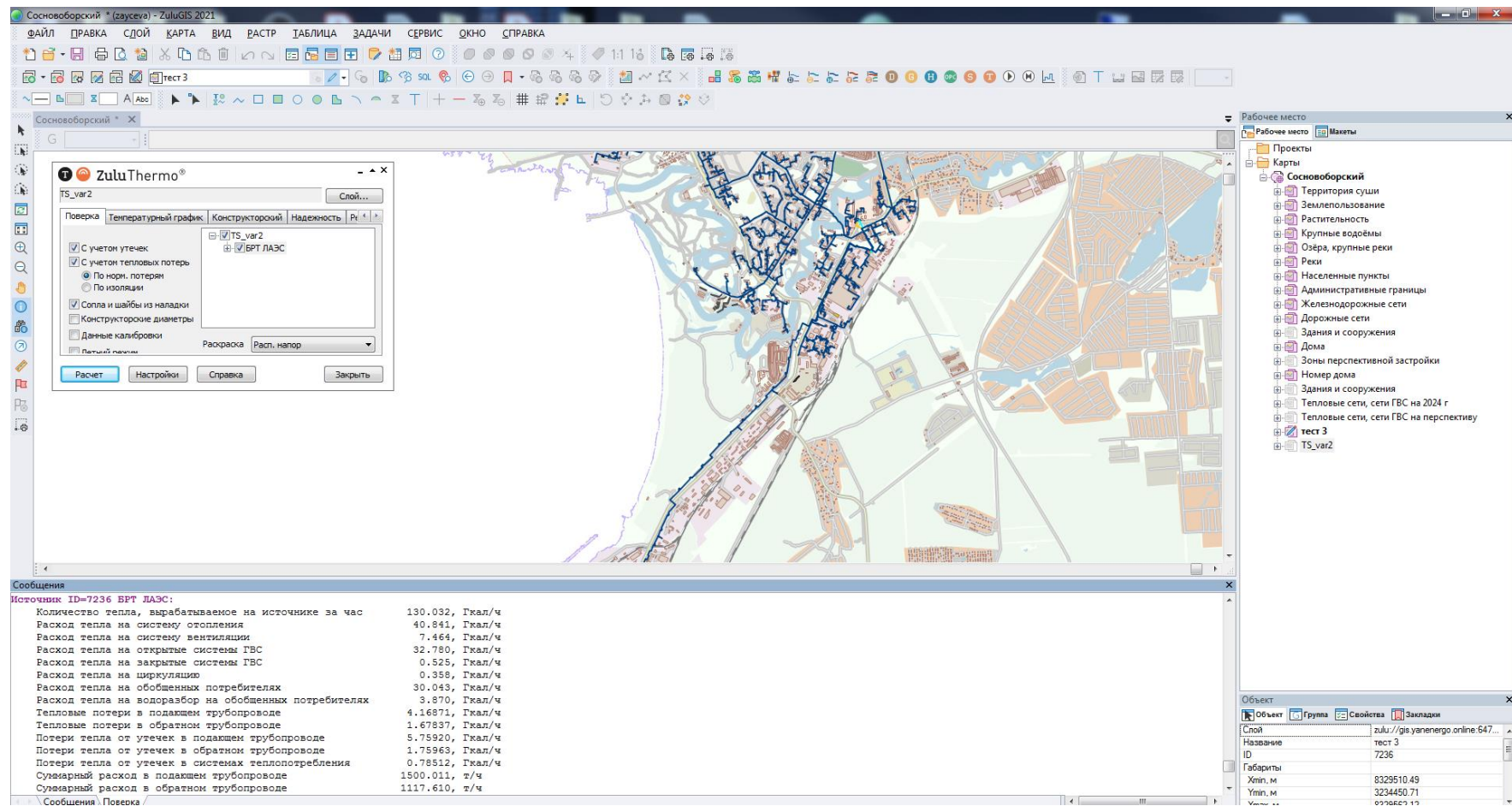


Рисунок 26 - Графическое отображение электронной модели (теплогидравлический расчет)

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo™ автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом, создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

### **3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения**

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.

Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

Паспортизация необходима для диспетчеризации объектов теплоснабжения и ее структурирования в общей цепочке, а именно:

Для источников тепловой энергии:

- номер источника;
- геодезическая отметка, м;
- расчетная температура в подающем трубопроводе, °С;
- расчетная температура холодной воды, °С
- расчетная температура наружного воздуха, °С
- расчетный располагаемый напор на выходе из источника, м
- расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, м
- режим работы источника;
- максимальный расход на подпитку, т/ч.

Для участков тепловой сети:

- внутренний диаметр подающего и обратного трубопроводов, м;
- шероховатость подающего и обратного трубопроводов, мм;

- коэффициент местного сопротивления подающего и обратного трубопроводов.

Для потребителей тепловой энергии:

- высота здания потребителя (минимальный статический напор), м;
- номер схемы подключения потребителя;
- расчетная тепловая нагрузка систем теплоснабжения;
- коэффициент изменения расхода на систему отопления, систему вентиляции и закрытые системы ГВС;
- коэффициент изменения расхода на открытый водоразбор.

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

В паспортизацию объектов тепловой сети на территории Сосновоборского городского округа также включена привязка к административным районам муниципального образования, что позволяет получать справочную информацию по объектам базы данных в разрезе расчетных единиц территориального деления.

Перед загрузкой слоя в карту семейство файлов слоя уже должно существовать на диске, т.е. слои должны быть предварительно созданы.

В карту можно добавить:

- Векторный слой, растровый объект, группу растровых объектов.
- Слои с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service).
- Растровый файл (формат \*.bmp; \*.pcx; \*.tif; \*.gif; \*.jpg);
- Растровые объекты программ OziExplorer и MapInfo.

Режим получения информации используется для просмотра семантической информации по объектам слоя. С помощью запросов можно:

- произвести выборку данных из базы в соответствии с заданными условиями;
- занести одинаковые данные одновременно для группы объектов;
- производить копирование данных из одного поля в другое для группы объектов.

Также выборка данных в «Zulu Thermo 8.0» возможна по условию:

- Наименование потребителя (адрес)
- Наименование котельной
- Номер котельной
- Обслуживающая организация
- Коды узлов подключения потребителей
- По любому полю, внесенному в базу данных (температура, давление и т.п.).



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

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

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

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. Рассчитывается баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями.

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.

#### *Наладочный расчет тепловой сети*

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств,

определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

#### *Поверочный расчет тепловой сети*

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

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе 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.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются



потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

#### *Конструкторский расчет тепловой сети*

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит, и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

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

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

### **3.6. Расчёт 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:

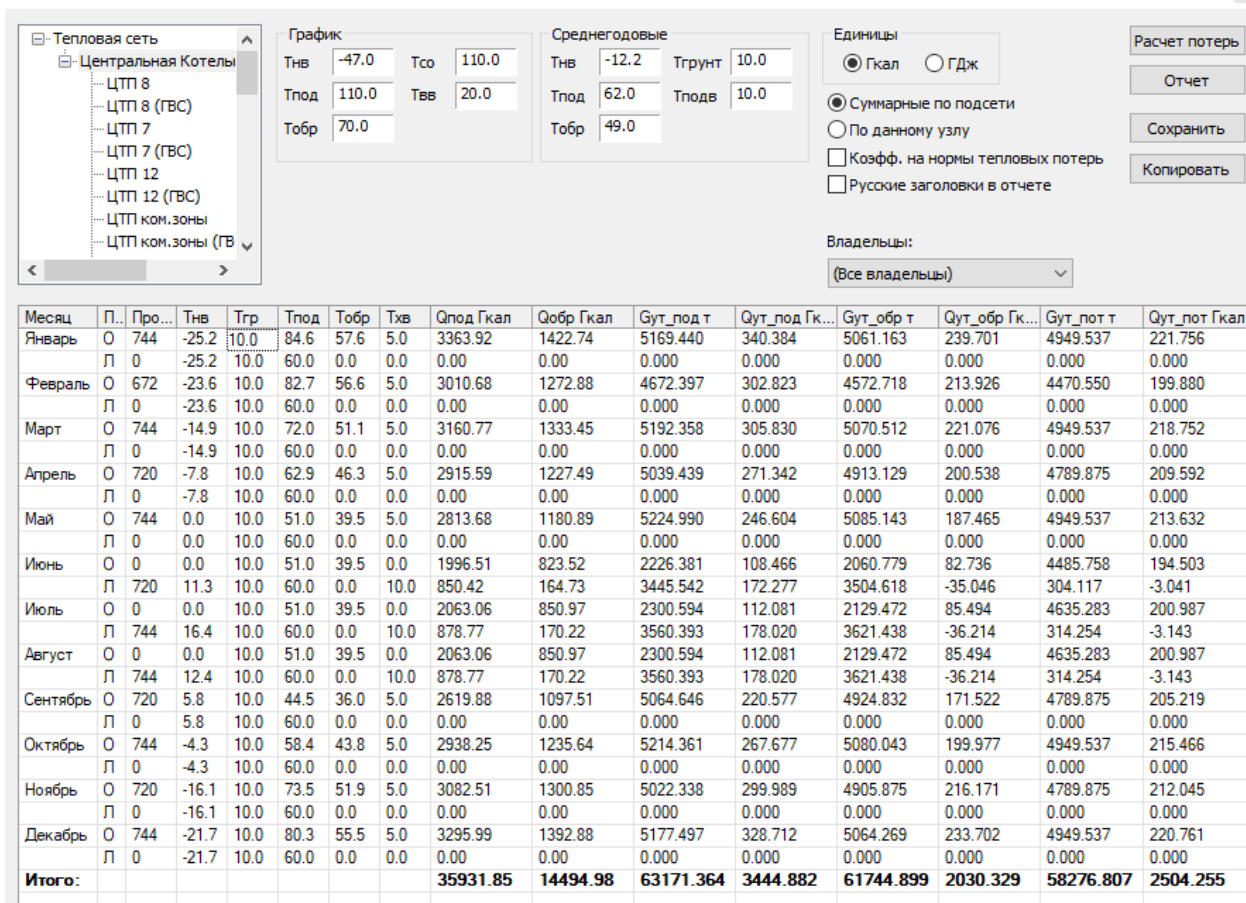
- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

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

Целью расчета является определение фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери могут определяться суммарно за год и 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.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Подробная методика расчета тепловых потерь через изоляцию и с учетом утечек теплоносителя описана в руководстве к «Zulu-Thermo 8.0».

Пример окна расчёта нормативных потерь приведён на рисунке 27.



**Рисунок 27 – Пример расчета нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию**

### 3.8. Расчёт показателей надёжности теплоснабжения

Цель расчета – количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в системе централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

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 теплоснабжения, потребителей систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя, позволяет:

- рассчитывать надежность и готовность системы теплоснабжения к отопительному сезону.

– разрабатывать мероприятия, повышающие надежность работы системы теплоснабжения.

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

ГИС Zulu позволяет проводить анализ данных, включая и пространственные (геометрия, площадь, длина, периметр, тип объекта, режим, цвет, текст и др.).

Система позволяет делать произвольные выборки данных по заданным условиям с возможностью выделения объектов, сохранение результатов в таблицах, экспорта в Microsoft Excel.

В пространственных запросах могут одновременно участвовать графические и семантические данные, относящиеся к разным слоям.

Запросы могут формироваться прямо на карте, в окнах семантической информации, специальных диалогах-генераторах запросов, либо в виде запроса SQL с использованием расширения OGC.

Операции, поддерживаемые ГИС Zulu с окном семантической информации:

- открытие окна семантической информации;
- получение информации по объектам слоя;
- ввод и редактирование информации по объектам слоя;
- выполнение запросов к базам данных;
- отображение результатов запроса к базе данных на карте;
- сохранение условий запроса;
- сохранение результатов запроса;
- просмотр и печать отчетов;
- экспорт данных в формат Microsoft Excel;
- экспорт данных в HTML страницу;
- настройка вида окна семантической информации.

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом.

При изменении параметров группы выполняются операции по редактированию и преобразованию слоя.

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для рассматриваемых узлов. Проверяется связанность элементов сети.

Пример групповых изменений характеристик объектов приведён на рисунке 28.

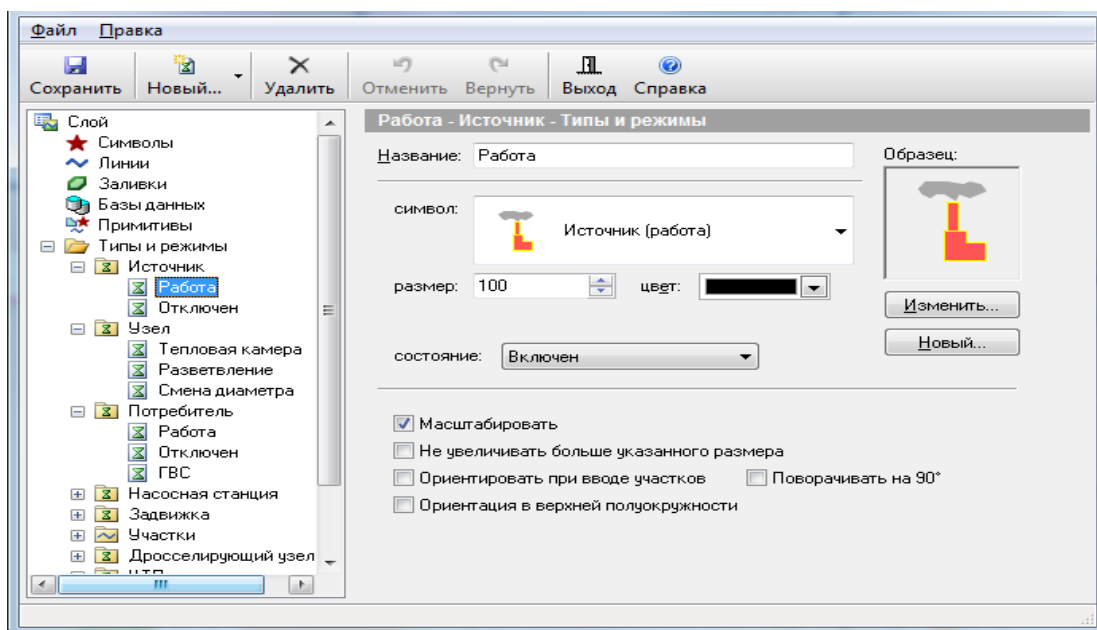


Рисунок 28 – Пример групповых изменений характеристик объектов

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

Сравнительные пьезометрические графики одновременно отображают графики давлений тепловой сети, рассчитанные в двух различных базах: контрольной, показывающей существующий гидравлический режим и модельной, показывающей перспективный гидравлический режим. Данный инструментариум реализован в модели тепловых сетей и является удобным средством анализа.

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Порядок построения пьезометрического графика, следующий:

- а) Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
- б) Выбирается режим установки флагов.

в) Выбирается начальный (например, источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения.

г) В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом.

д) В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде.

На пьезометрическом графике отображаются:

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- Выполняется построение первого пьезографика.
- Выбирается новый путь для построения второго графика.
- В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким.

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка:

- по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка».

Совмещенный пьезометрический график (пример) приведен на рисунке 29.

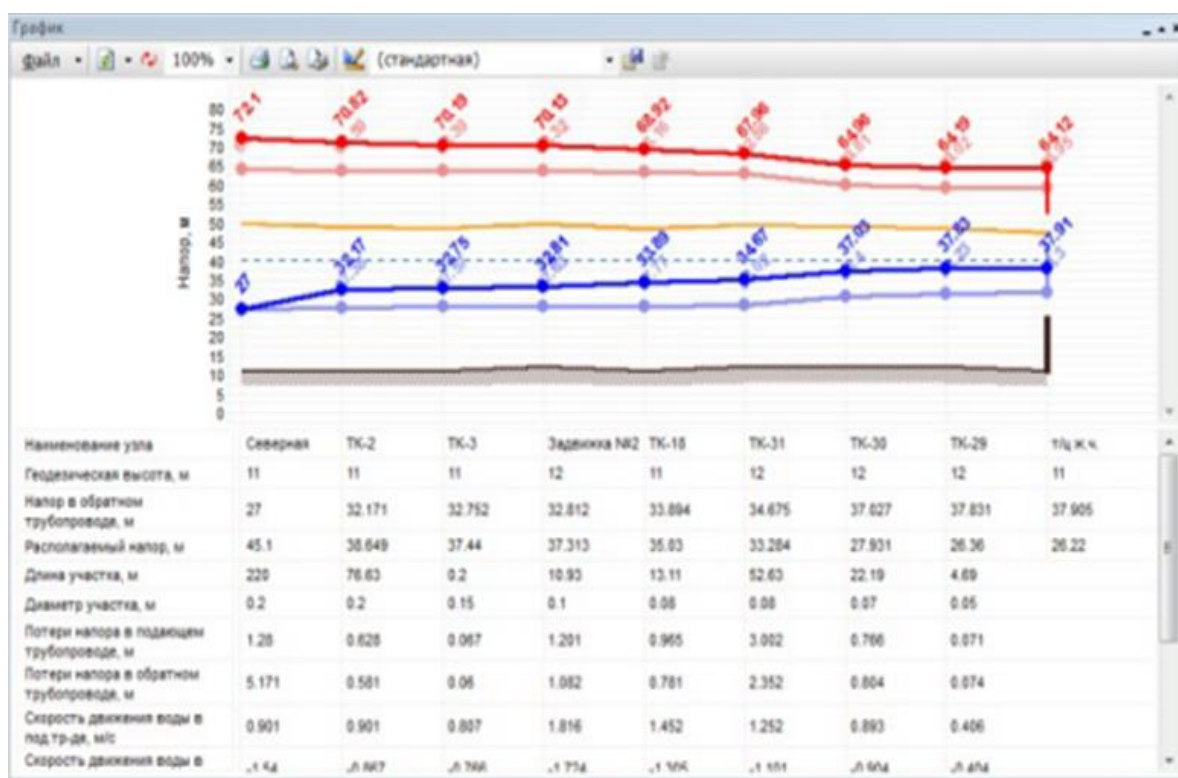


Рисунок 29 – Совмещение пьезометрических графиков (пример)

Параметры отображения осей X и Y такие как: стиль линии, отображающей ось, количество и внешний вид делений оси, внешний вид заголовка шкалы, изменяются в подменю «Ось X» или «Ось Y».

Для оси Y возможно проведение дополнительных настроек шкалы. Для этого в окне «Ось Y» выполняется вызов окна «Шкала: Напор, м (основная)» в котором и выполняется настройка шкалы оси Y.

Аналогично выполняется настройка изображения «Кривых», а также вывода численных значений в табличную часть пьезометрического графика. Возможен экспорт графических и табличных форм вывода результатов расчета в приложения MS Office.

### 3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке систем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменений гидравлических режимов за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.

## **ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

**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**

В рамках реализации Схемы теплоснабжения строительство новых котельных тепловой энергии не планируется.

Балансы перспективной располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для развития городского округа основываются на мероприятиях по обеспечению нормативной надежности и бесперебойности теплоснабжения, а также следующих мероприятиях по источникам теплоснабжения:

Расчетная располагаемая мощность Ленинградской АЭС до 2030 года составит – 800 Гкал/час, на 2031-2032 гг. – 750 Гкал/час, на 2033 и далее – 1000 Гкал/час.

### *Ввод в эксплуатацию замещающих мощностей Ленинградской АЭС*

Проектная электрическая мощность каждого из введенных в эксплуатацию энергоблоков № 5 и № 6 составляет 1200 МВт, теплофикационная – 250 Гкал/час каждого блока. Таким образом, суммарная располагаемая мощность энергоблоков № 5 и № 6 составляет 500 Гкал/час, а с учетом работы энергоблоков № 3 и № 4 суммарная тепловая мощность, отпускаемая на БРТ составляет 800 Гкал/час (при этом тепловая нагрузка на собственные нужды здания 601 составляет 65 Гкал/ч).

Таким образом, суммарная тепловая мощность, генерируемая в тепловую сеть от всех энергоблоков (№ 3, № 4, № 5, № 6) Ленинградской АЭС составляет до 735 Гкал/час (при условии одновременной работы всех энергоблоков).



В 2023 году получено разрешение на первый этап строительства энергоблоков № 7 и № 8 Ленинградской АЭС. Срок действия разрешения определен в 5 лет, до 6 ноября 2028 года. В 2024 году планируется приступить к выполнению основного этапа строительномонтажных работ по объектам энергоблока № 7.

В соответствии с перспективным графиком энергоблоков АЭС России в 2030 году запланирован вывод из эксплуатации энергоблоков №№3,4.

Балансы перспективной располагаемой тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки для развития Сосновоборского городского округа также основываются на увеличении присоединенной тепловой нагрузки по данным ресурсоснабжающих организаций на 01.01.2024 г.

Суммарная тепловая нагрузка потребителей Сосновоборского городского округа на 01.01.2024 г. составляет 534,416 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии необходимой для покрытия нагрузок с учетом потерь в сетях составляет 607,886 Гкал/ч.

Суммарный прирост расчетной тепловой нагрузки в горячей воде потребителей на период с 2024 по 2032 годы составит 127,746 Гкал/ч, в том числе: 108,99 Гкал/ч на нужды отопления и вентиляции; 18,75 Гкал/ч на нужды ГВС.

С учетом прироста тепловой нагрузки 127,746 Гкал/час к 2032 году, перспективная тепловая нагрузка потребителей составит 662,162 Гкал/ч.

Городская котельная работает в резервно-пиковом режиме и включается в работу на период ремонта энергоблоков ЛАЭС, а также в межотопительный период, во время ремонта БРТ, для обеспечения горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа.

Котельная ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова» работает на обеспечение технологических нужд предприятия, ввиду чего в балансах тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки не рассматривается.

На перспективу развития планируется строительство новой газовой котельной установленной мощностью 12,046 Гкал/ч.

Перспективные данные по располагаемой тепловой мощности от Ленинградской АЭС в сторону СМУП «ТСП» в 2025 году в соответствии с перспективным графиком ремонтов энергоблоков АЭС России представлены в таблице 70.

Балансы существующей 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 приведены в таблицах 71-72.

**Таблица 70 – Перспективные данные по располагаемой тепловой мощности от Ленинградской АЭС в сторону СМУП «ТСП» в 2025 году в соответствии с перспективным графиком ремонтов энергоблоков АЭС России**

Период 2025 год	Тепловая мощность от Ленинградской АЭС в сторону СМУП «ТСП»	Расход прямой сетевой воды в сторону СМУП «ТСП», т/ч		
		Всего	отопление	ГВС
Январь	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Февраль	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Март	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Апрель	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Май	184,8	2040,0	1740,0	300,0
Июнь	19,5	300,0	0,0	300,0
Июль	19,5	300,0	0,0	300,0
Август	0,0	0,0	0,0	0,0
Сентябрь	19,5	300,0	0,0	300,0
Октябрь	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Ноябрь	228,5	2500,0	2200,0	300,0
Декабрь	228,5	2500,0	2200,0	300,0

**Таблица 71 - Баланс существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки, Гкал/ч**

Наименование показателя	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033-2040гг. (период за пределами действия Схемы)
Установленная тепловая мощность котельной СМУП «ТСП», Гкал/ч	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50	119,50
Установленная тепловая мощность котельной ООО «ТСП», Гкал/ч	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Располагаемая тепловая мощность станции (ЛЭЭС), Гкал/ч	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00	800,00	750,00	750,00	1000,0
Располагаемая мощность в сторону СМУП ТСП (вывод БРТ в сторону города), Гкал/ч	567,00	567,00	228,3	567,00	567,00	567,00	567,00	567,00	517,00	517,00	767,00
Располагаемая тепловая мощность котельной СМУП «ТСП», Гкал/ч	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8
Располагаемая тепловая мощность котельной ООО «ТСП», Гкал/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Суммарная располагаемая мощность источников	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	993,8	943,8	943,8	1193,8

Наименование показателя	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033-2040г. (период за пределами действия Схемы)
теплоснабжения, Гкал/ч											
Потери в тепловых сетях в горячей воде, Гкал/ч	73,47	73,69	74,39	72,83	73,32	70,61	70,96	71,71	79,67	79,83	77,09
Потери в тепловых сетях в горячей воде, %	13,75	13,54	13,56	13,19	13,19	12,60	12,56	12,56	12,42	12,28	11,87
Подключаемая нагрузка (вывод №1), Гкал/ч	366,416	376,216	380,616	384,166	387,856	392,406	396,966	402,966	408,466	417,116	417,116
Подключаемая нагрузка (вывод №2), Гкал/ч	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	233,00	233,00	233,00
Отпуск т/э в сеть, необходимой для покрытия нагрузки, Гкал/ч	607,886	617,90	623,01	625,00	629,17	631,02	635,93	642,68	721,14	729,95	726,55
Резерв(+)/ Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч	385,91	375,90	370,79	368,80	364,63	362,78	357,87	351,12	222,66	213,85	467,25
Резерв(+)/ Дефицит(-) тепловой мощности по располагаемой мощности в сторону СМУП «ТСП», Гкал/ч	320,914	310,894	-32,906	303,804	299,624	297,784	292,874	286,124	222,664	213,854	466,594
Зона действия источника тепловой мощности, га	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616	529,616

Наименование показателя	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033-2040гг. (период за пределами действия Схемы)
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,01	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,21	1,23	1,23

**Таблица 72 – Перспективный тепловой баланс новой газовой котельной (для обеспечения теплоснабжения территории в северной части микрорайона 10А)**

Наименование показателя	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	-	-	-	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	-	-	-	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч	-	-	-	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	-	-	-	11,805	11,805	11,805	11,805	11,805	11,805	11,805	11,805
Потери тепловой мощности, Гкал/ч	-	-	-	0,15	0,15	0,3	0,3	0,72	0,72	0,72	0,72
Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	-	-	-	2,677	2,677	8,031	8,031	12,046	12,046	12,046	12,046
Резерв(+)/ Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч	-	-	-	8,978	8,978	3,474	3,474	-0,961	-0,961	-0,961	-0,961
Зона действия источника	-	-	-	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71	15,71

Наименование показателя	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
тепловой мощности, га										
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	-	-	-	0,170	0,170	0,511	0,511	0,767	0,767	0,767

#### **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**

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 выполнен в электронной модели схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа (ZuluGIS 2021).

Гидравлические режимы тепловых сетей можно охарактеризовать как удовлетворительные. Пропускная способность достаточная. Подробные расчет гидравлических режимов функционирования централизованной системы теплоснабжения приведен в Главе 5 «Мастер-план развития системы теплоснабжения».

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

Для обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей в Сосновоборском городском округе необходимость строительства новых источников тепловой энергии отсутствует, так как на момент актуализации Схемы теплоснабжения имеется резерв мощностей на источниках тепловой энергии.

Данные о дефиците/профиците тепловой мощности представлены в настоящей Главе 4 п.4.1.

#### **4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлены в таблицах 71-72 настоящей главы.

## ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**5.1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития системы теплоснабжения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)**

Разработка мастер-плана Схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа на перспективу до 2032 года осуществляется с целью сравнения разработанных вариантов развития системы теплоснабжения и обоснования выбора базового варианта реализации, который будет принят за основу для актуализации Схемы теплоснабжения.

Основные принципы, положенные в основу вариантов перспективного развития системы теплоснабжения и являющиеся обязательными для каждого из рассматриваемых вариантов:

- обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду и здоровье человека;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение на расчетную единицу тепловой энергии для потребителей в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованность с планами и программами развития города.

В каждом варианте развития системы теплоснабжения на перспективу до 2032 года приняты следующие допущения:

- 1) единый прогноз социально-экономического развития города и неизменные значения величины перспективной нагрузки для каждого из рассматриваемых вариантов;
- 2) обеспечение существующих и перспективных потребителей централизованным горячим водоснабжением;
- 3) использование природного газа и диоксида урана в качестве основного топлива для источников тепловой энергии.

Разработанные варианты развития системы теплоснабжения являются основой для формирования и обоснования предложений по новому строительству и реконструкции



тепловых сетей, а также определения необходимости строительства новых источников теплоснабжения и реконструкции существующих.

### **1 Вариант**

1. Настоящей схемой теплоснабжения предусмотрено шесть сценариев (режимов) работы источников тепла и потребителей тепловой энергии.

Все разработанные сценарии учитывают следующие основные мероприятия по реконструкции объектов системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа Ленинградской области, в том числе:

- замещение мощностей ЛАЭС, путем проведения реконструкции бойлерной районного теплоснабжения (БРТ) Ленинградской АЭС в части модернизации — подключению к теплофикационным установкам новых энергоблоков ВВЭР-1200 после начала вывода из эксплуатации действующих энергоблоков РБМК:

- энергоблок № 5 замещающих мощностей ЛАЭС введен в 2018 г, энергоблок № 6 находится в промышленной эксплуатации с 22.03.2021 г.

- капитальный ремонт котла ПТВМ-50 (срок реализации - 2029 г);

- строительство новой газовой котельной для теплоснабжения капитальной застройки в северной части микрорайона 10А на территории кадастрового квартала 47:15:0106006;

- реконструкция с модернизацией и заменой ветхих сетей теплоснабжения СМУП «ТСП» с целью снижения износа и обеспечения надежности тепловых сетей.

Реконструкция участков теплосетей, характеризующихся высокой повреждаемостью, большими сверхнормативными тепловыми потерями, обеспечит надежность системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

Перечень мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов, предполагаемых к реализации путем заключения концессионного соглашения в отношении объектов теплоснабжения Сосновоборский городской округ на период 2025-2043 годы представлен в таблице 73.

**Таблица 73 – Мероприятия по повышению надежности и пропускной способности тепловых сетей**

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей					
Строительство тепловых сетей от ТК-30/3 до новой ТК между ТК-21 и ТК-22 Ду 150	150	0	117	2026	2026
Строительство тепловых сетей от новой ТК до ж/д 16 по ул. Малая Земля Ду 150	150	0	50	2026	2026

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Строительство тепловых сетей от вывода т/с Ду 500 до зд. 720 (трубопроводы Ду700 Город-1) Ду 500 надземная на опорах	500	0	50	2026	2026
Строительство тепловых сетей от ТК-35 до ТК-99 Ду 400	400	0	591	2027	2027
Строительство тепловых сетей от новой ТК между ТК-65 и ТК-66 до новой ТК между ТК-63 и ТК-64 Ду 300мм	300	0	140	2027	2027
Строительство тепловых сетей от ТК-71/10 до новой ТК (школа 7) Ду 125мм	125	0	260	2028	2028
Строительство тепловых сетей от Павильона 8 до новой ТК (за ТК-38) Ду 250	250	0	50	2028	2028
Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-17/4 Ду 150	150	0	200	2028	2028
Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-30/4 Ду 100	100	0	305	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов					
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-20 до ТК- 94 Ду 400	400	32	32	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-15/3 до ТК-16/3 Ду 300	300	107	107	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-5 до ТК-7 Ду 400мм	400	275	275	2025	2025
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 5 до ТК-62 Ду 700мм	700	10	10	2034	2034
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 через реку Коваш Ду 700мм надземная на опорах	700	40	40	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей по ж/д 17 по ул. Солнечной до ТК-30/3 с Ду 100 на Ду 150	150	98	98	2040	2040
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	90	90	2037	2037
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм	700	66	66	2038	2038
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-1 до ТК-2 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	84,5	84,5	2038	2038
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-42 до ТК-40 Ду 700мм	700	199	199	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-85 до ТК-87 Ду 300мм	300	228,9	228,9	2039	2039
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-26/2 до ж/д 28 по ул. Ленинградской с Ду 80 на Ду 100	100	132	132	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от ж/д 24 до ж/д 20 по ул. Ленинградской Ду 100	100	109	109	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-66 до новой ТК (между ТК-65 и ТК-66) Ду 300мм	300	125	125	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-41 до ТК-49/10 Ду 300мм	300	54	54	2035	2035

Наименование мероприятий	Диаметр, Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-8 до ТК-5/3 Ду 300мм	300	309	309	2039	2039
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-79 до ТК-80 Ду 400мм	400	87	87	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-40 до ТК-87 Ду 300мм	300	97	97	2033	2033
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до Павильона 4 Ду 700мм	700	95	95	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей от Павильона 4 до ТК-45 Ду 700мм	700	270	270	2030	2030
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-45 до ТК-44 Ду 700мм	700	117	117	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей от новой ТК (школа 7) до ТК-32/10 Ду 125	125	91	91	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-74 до ТК-20 Ду 300мм	300	138	138	2041	2041
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-75 до ТК-74 Ду 300мм	300	94	94	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-76 до ТК-75 Ду 300мм	300	98	98	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-76 Ду 300мм	300	168	168	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-54 Ду 300мм	300	100	100	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-54 до ТК-53 Ду 300мм	300	24	24	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-53 до ТК-52 Ду 300мм	300	91	91	2030	2030
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-52 до ТК-51 Ду 300мм	300	136	136	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-51 до ТК-50 Ду 300мм	300	78	78	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-50 до ТК-49 Ду 300мм	300	67	67	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-49 до ТК-48 Ду 300мм	300	67	67	2032	2032
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-48 до ТК-47 Ду 300мм	300	64	64	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-47 до Павильона 5 Ду 300мм	300	232	232	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-49/10 до ТК-50/10 Ду 350мм	350	100	100	2029	2029
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-61 до Павильона 5 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	439	439	2041	2041
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 до ТК-61 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	600	600	2043	2043
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-62 до ТК-46 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	510	510	2034	2034
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до ТК-95 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	630	630	2034	2034

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-40 до ТК-39 Ду 700мм	700	162	162	2032	2032
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-39 до Павильона 8 Ду 700мм	700	300	300	2037	2037
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-50/10 до ТК-51/10 Ду 300мм	300	122,7	122,7	2041	2041
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-51/10 до ТК-52/10 Ду 300мм	300	28	28	2042	2042
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-6 через ТК-13/3, ТК-14/3 до ТК-15/3 Ду 250мм	250	111	111	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.3 от ТК-16/3 через ТК-17/3,19/3, 20/3 до ТК-21/3 Ду 200мм	200	219	219	2033	2033
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от зд. 720 до ТК-1 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	282	282	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм подающая надземная на низких опорах	500	115,2	115,2	2032	2032
Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм обратная надземная на низких опорах	500	115,2	115,2	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.15 от ТК-58 через ТК-57, ТК-56, ТК-55 до ТК-54 Ду 300мм	300	305	305	2034	2034
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-5 через ТК-98, ТК-14, ТК-18 до ТК-16 Ду 500мм	500	419	419	2038	2038
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	104	104	2040	2040
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	310	310	2042	2042
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 600мм	600	29	29	2032	2032
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 400мм	400	22	22	2032	2032
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 100мм	100	10	10	2030	2030

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 50мм	50	9	9	2030	2030
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.4 от ТК-94 до ТК-22 Ду 250мм	250	419	419	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.7 от пав.№ 8 до ТК-38 Ду 500мм	500	77	77	2039	2039
Капитальный ремонт транзитной тепломагистали от котельной т.А до т.Б Ду 600мм	600	67	67	2042	2042
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.13 от ТК-16 до ТК-20 по ул.Космонавтов	500	445	445	2032	2032
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.13 от ТК-5 до ТК-16 (через ТК-98, ТК-14, ТК-15).	500	419	419	2034	2034
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.7А от ТК-38 до ТК-90 (через ТК-89)	500	336	336	2034	2034
Капитальный ремонт КР магистральная т/с от ТК-52 включая т/с по подвалам ж/д №22, 26 по ул. Солнечная, ж/д №7,5,9 по ул. Красных Фортов до ТК-13/9, 14/9 включая т/с по подвалам ж/д №8 до ТК7/9 и до узлов ввода в ж/д №3, 10, 12 по ул. Малая Земля от ТК-51 до ТК-1/9 (т/с мкр.9 от ТК-52 до ТК-29/9	300	124	124	2034	2034
Реконструкция существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей					
Реконструкция насосной станции, здание 716	-	-	-	2025	2026
Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения					
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от ТК-46 до павильона №9	-	-	-	2027	2027
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от павильона №5 (ТК-62) до ТК-46	-	-	-	2030	2030
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от павильона №5 в сторону ТК-61	-	-	-	2031	2031
Замена теплоизоляции т/с мкр.10А от ТК-87 через ТК-40Ю ТК-41, ТК-42 до ТК-65	-	-	-	2032	2032
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: здание 720 Ду 800 - 2 шт., Ду 600 - 4 шт., Ду 500 - 6 шт.	-	-	-	2031	2035
Реализация проекта установки автоматизированных тепловых пунктов на здания котельной	-	-	-	2034	2034
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 3 Ду 800 - 2 шт., Ду 400 - 6 шт., Ду 300 - 6 шт.	-	-	-	2035	2035

Наименование мероприятий	Ди	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Мероприятия по замене сужающих устройств у потребителей и разработке эксплуатационных режимов тепловой сети при изменении действующего температурного графика	-	-	-	2035	2035
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 4 Ду 800- 2 шт.	-	-	-	2036	2036
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 5 Ду 800- 2 шт.	-	-	-	2037	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 9, з/а Ду 800- 1 шт.	-	-	-	2037	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 7 Ду 800- 2 шт.	-	-	-	2036	2036
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 8 Ду 500 - 4 шт.	-	-	-	2033	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 3 Ду 800- 2 шт.	-	-	-	2033	2033
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 2 Ду 800 - 2 шт., Ду 300 - 4 шт., Ду 250 - 6 шт.	-	-	-	2037	2037

***Рассматриваемые режимы работы источников тепла и потребителей тепловой энергии подключенных к ним***

***Режим 1 (перспективный)***

Работа основного источника тепла БРТ Ленинградской АЭС в Режиме 1 (с целью обеспечения потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор расходом теплоносителя в соответствии с подключенной нагрузкой) возможна только после проведения 2 этапа реконструкции БРТ, в части оснащения сетевых насосов преобразователями частоты и соответствующими котроллерами отопления, для возможности плавного регулирования расходов теплоносителя до требуемых значений.

В работе находятся энергоблоки № 3, № 4, № 5, № 6, Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 3 и № 4 обеспечивают теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 2. Энергоблоки № 5 и № 6 обеспечивает теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 1 и города Сосновый Бор.

В Режиме 1, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа разделена на две независимые друг от друга системы теплоснабжения, Промзону 1 и г. Сосновый Бор и Промзону 2 (объекты Ленинградской АЭС и ФГУП «НИТИ им. А.П.Александрова»).

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС. Системы теплоснабжения здания 401 подключены к наружной тепловой сети от БРТ. ТФУ-2 (здания 601) работает автономно на обеспечение систем теплоснабжения здания, с тепловой нагрузкой 65 Гкал/час.

Городская котельная не работает и находится в резерве.

Подкачивающая насосная станция (ПНС), на обратном трубопроводе тепловой сети (здание 716) в работу не введена и расчетах не участвует.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) обеспечивают проектный температурный график 150-70 °С (со срезкой на 128 °С).

В Режиме 1, от энергоблоков № 5 и № 6, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=3419,4$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2=3038,2$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=381,2$  т/ч.

От энергоблоков № 3 и № 4, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 2, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=2099,4$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2= 2050,1$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=49,3$  т/ч.

Суммарная тепловая мощность источников тепла Ленинградской АЭС составляет 800 Гкал/час.

Суммарная нагрузка подключенных потребителей тепла с учетом потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор и Промышленной зоны 2 составляет 534,416 Гкал/час.

#### Режим 1. Расчетный режим работы источников тепла

В работе находятся энергоблоки № 3, № 4, № 5, № 6 Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 5, № 6 работают на Промзону 1 и г.Сосновый Бор. Энергоблоки № 3, № 4 на Промзону 2. Городская котельная не работает. Подкачивающая насосная станция (здания 716) в работу не введена. Температурный график работы БРТ 150 - 70 °С (срезка температурного графика на 128 °С. (-16,3 °С). Срезка температурного графика на 128 °С. (- 16,3 °С). Расчетная температура наружного воздуха (-24 °С).

Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная, 37) представлен на рисунке 30.

Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 31.



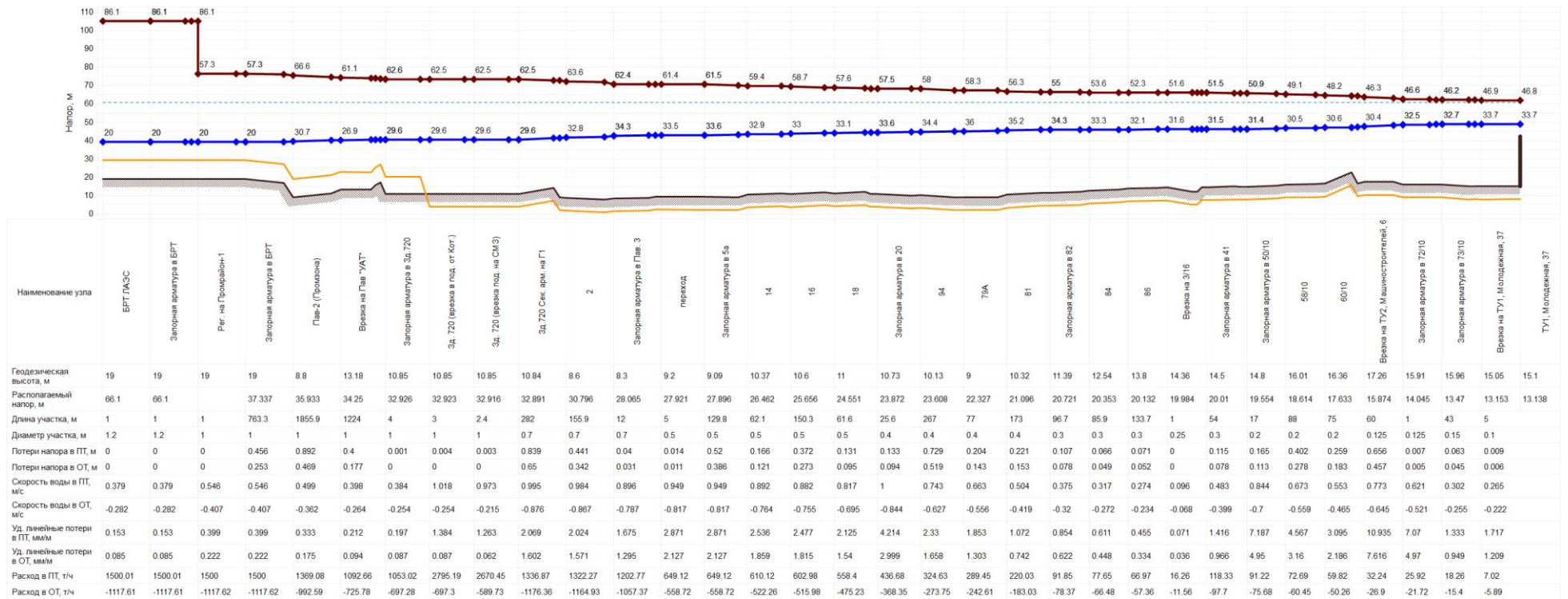
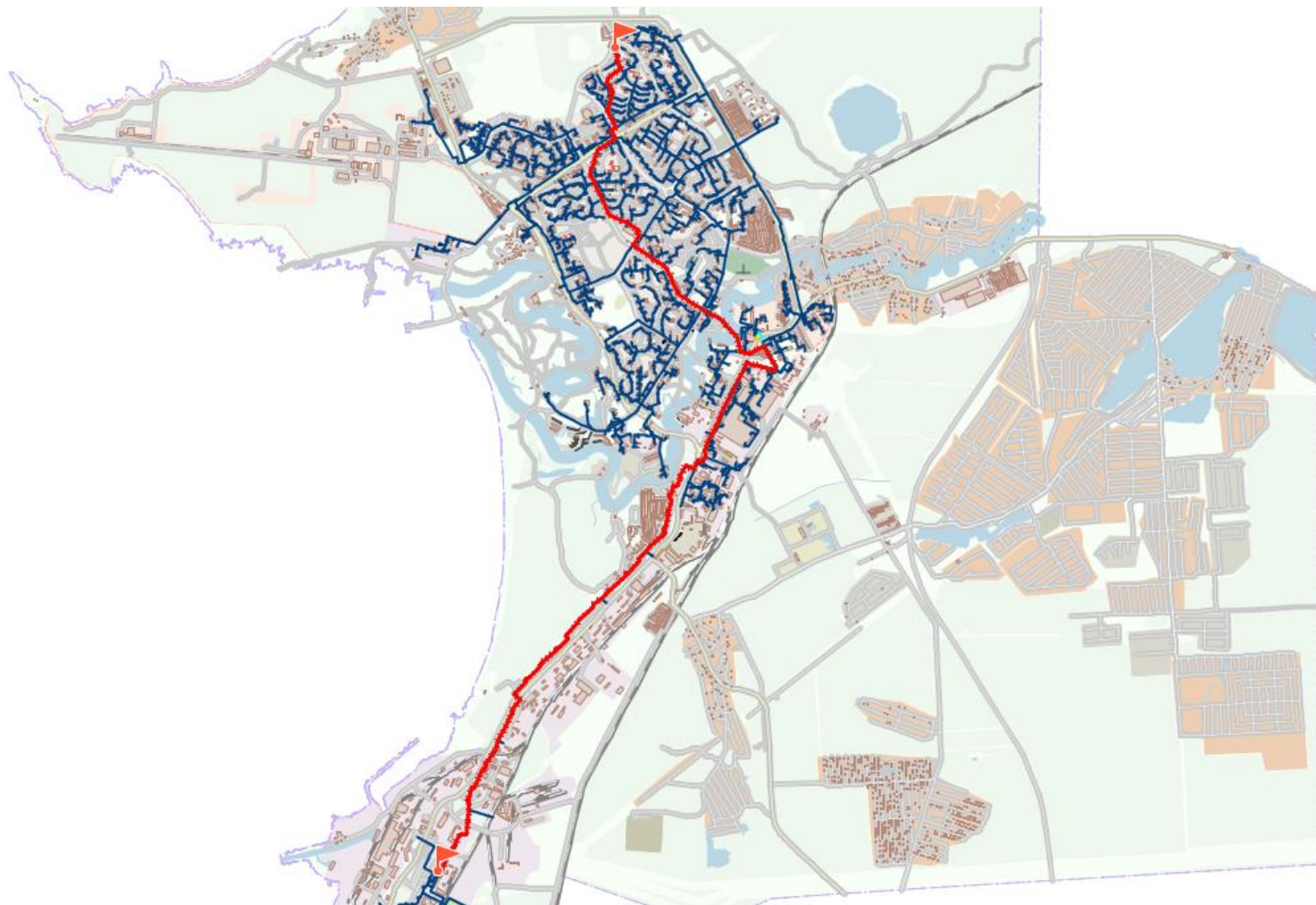


Рисунок 30 – Режим 1. Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)



**Рисунок 31 – Режим 1. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)**

Гидравлический режим установившийся в тепловой сети при режиме 1 характеризуется следующими параметрами:

1) Тепловая мощность источников тепла и расход теплоносителя составляют 100% по отношению к подключенной нагрузке потребителей. Нарушений требований ГУГР не наблюдается.

2) У большинства потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов) наблюдается стабильный гидравлический и температурные режимы.

3) Температуры воздуха внутри отапливаемых помещений у всех потребителей в пределах санитарных норм. Тем не менее следует учитывать, что ввиду срезки (ограничения) температурного графика на источниках теплоты  $T_{ср}=128\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (что соответствует температуре наружного воздуха  $-16,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) во всем дальнейшем диапазоне понижения температуры наружного воздуха будет происходить понижение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений.

4) Давление в подающих трубопроводах тепловой сети достаточно для предотвращения вскипания теплоносителя на верхних отметках систем отопления работающих на «прямых» параметрах теплоносителя.

5) Давление в обратных трубопроводах тепловой сети в микрорайонах 2 и 3, г. Сосновый Бор, приближается к максимально допустимым значениям - 6 кгс/см<sup>2</sup>. Данное давление обуславливается особенностью рельефа местности 2 и 3 микрорайонов города имеющих относительно низкие геодезические отметки (7 метров от ординара, по отношению к основному источнику тепла, БРТ 19 метров от ординара). Помимо этого, внутриквартальные трубопроводы тепловой сети (смонтированные в 70-80 годах) практически исчерпали свою пропускную способность. Дальнейшее увеличение расходов теплоносителя, связанное с вводом в эксплуатацию перспективных потребителей тепла, приведет к дальнейшему росту давления в обратных трубопроводах, что требует принятия дополнительных мер по понижению давления в обратных трубопроводах тепловой сети.

6) Располагаемые напоры в трубопроводах тепловой сети у некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов имеют низкие значения и не всегда достаточны для надежной и устойчивой работы элеваторным систем теплоснабжения. Дальнейшее увеличение расходов на источниках тепла с целью подключения перспективных потребителей тепловой энергии, может привести к дальнейшему понижению располагаемых напоров у указанных потребителей и, как следствие срыву работы элеваторов в тепловых пунктах зданий, а в отдельных случаях к «опрокидыванию» циркуляции теплоносителя.

Таким образом, у большинства потребителей, подключенных к БРТ Ленинградской АЭС и котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» в Режиме 1 (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов), обеспечивается гидравлическая устойчивость работы систем теплоснабжения в целом, наблюдаются стабильные гидравлические и тепловые режимы, до температуры наружного воздуха  $-16,3^{\circ}\text{C}$ .

Для понижения давления в обратных трубопроводах, а также с целью увеличения пропускной способности смонтированных ранее трубопроводов тепловой сети, без их перекладки с целью увеличения диаметров и возможности подключения перспективных потребителей тепла, необходимо смонтировать и ввести в работу подкачивающую насосную станцию (ПНС) в здании 716.

#### *Режим 1 А (перспективный).*

Работа основного источника тепла БРТ Ленинградской АЭС в Режиме 1 А (с целью обеспечения потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор расходом теплоносителя в соответствии с подключенной нагрузкой) возможна только после проведения 2 этапа реконструкции БРТ, в части оснащения сетевых насосов преобразователями частоты и соответствующими контроллерами отопления, для возможности плавного регулирования расходов теплоносителя до требуемых значений.

В работе находятся энергоблоки № 3, № 4, № 5, № 6, Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 3 и № 4 обеспечивают теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 2. Энергоблоки № 5 и № 6 обеспечивают теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 1 и города Сосновый Бор.

В Режиме 1 А, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа разделена на две независимые друг от друга системы теплоснабжения Промзону 1 и г. Сосновый Бор и Промзону 2.

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС. Системы теплоснабжения здания 401 подключены к наружной тепловой сети от БРТ.

ТФУ-2 (здания 601) работает автономно на обеспечение систем теплоснабжения здания, с тепловой нагрузкой 65 Гкал/час.

Городская котельная не работает и находится в резерве.

Подкачивающая насосная станция (ПНС), на обратном трубопроводе тепловой сети (здание 716) смонтирована и введена в работу. В работе находятся 3 насоса.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) обеспечивают проектный температурный график  $150-70^{\circ}\text{C}$  (со срезкой на  $128^{\circ}\text{C}$ ).

В Режиме 1 А, от энергоблоков № 5 и № 6, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=3620,3$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2=3239,2$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=381,1$  т/ч.

От энергоблоков № 3 и № 4, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 2, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=2099,4$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2=2050,1$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=49,3$  т/ч.

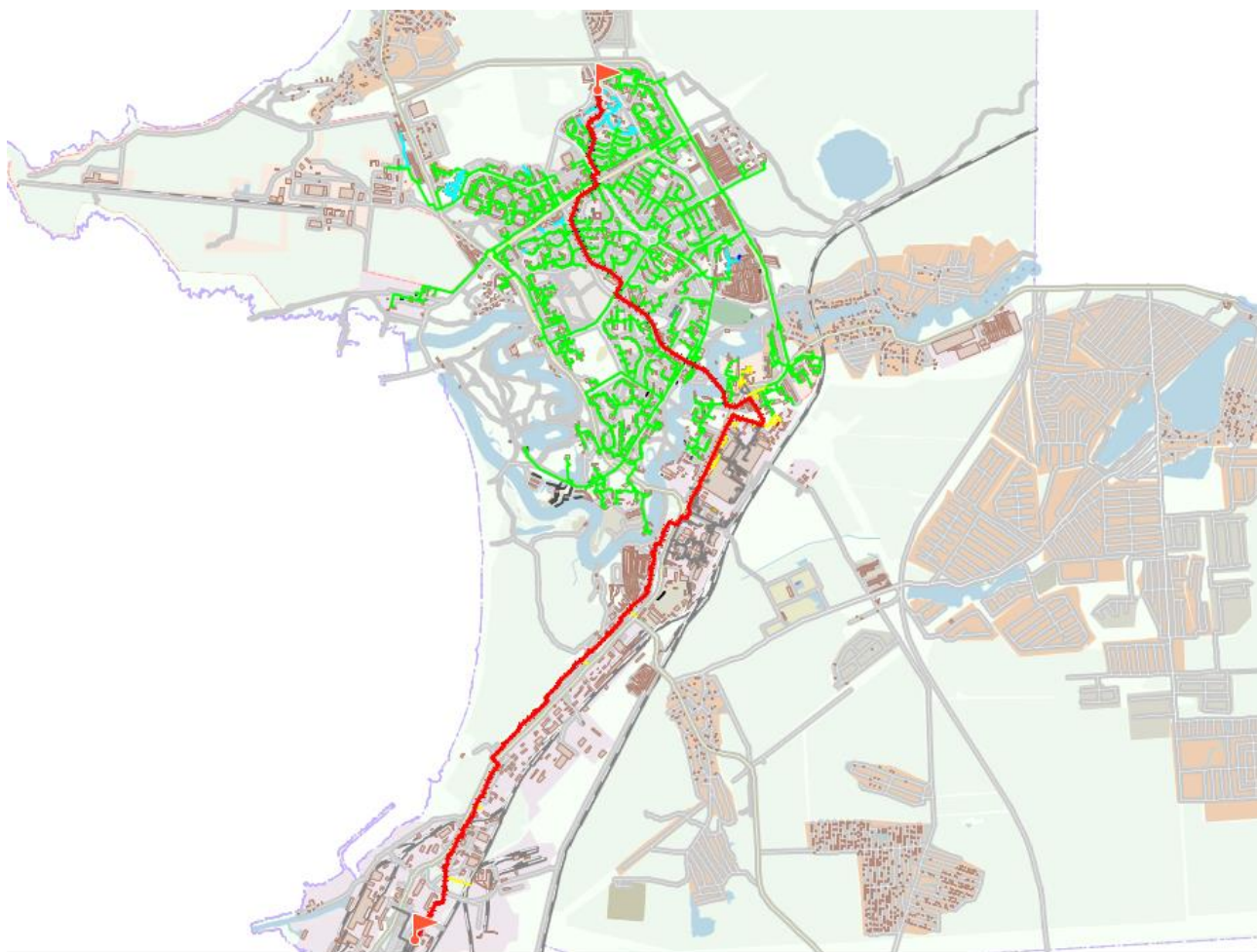
Режим 1А. Расчетный режим работы источников тепла

Температурный график работы БРТ 150-70 °С. В работе 4 энергоблока (№ 3, № 4, № 5, № 6), Городская котельная отключена. ПНС (насосная здания 716) включена в работу. Срезка температурного графика на 128 °С. (-16,3 °С). Расчетная температура наружного воздуха (-24 °С).

Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 32. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 33.







**Рисунок 33 – Режим 1А. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)**

Гидравлический режим установившийся в тепловой сети при Режиме 1А характеризуется следующими параметрами:

- тепловая мощность источников тепла и расход теплоносителя составляют 100% по отношению к подключенной нагрузке потребителей. Нарушений требований ГУГР не наблюдается;

- у всех потребителей тепла наблюдается стабильный гидравлический и температурные режимы;

- температуры воздуха внутри отапливаемых помещений у всех потребителей в пределах санитарных норм. Тем не менее следует учитывать, что ввиду срезки (ограничения) температурного графика на источниках теплоты  $T_{ср}=128\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (что соответствует температуре наружного воздуха  $-16,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) во всем дальнейшем диапазоне понижения температуры наружного воздуха будет происходить понижение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений;

- давление в подающих трубопроводах тепловой сети достаточно для предотвращения вскипания теплоносителя на верхних отметках систем отопления работающих на «прямых» параметрах теплоносителя;

- после включения в работу подкачивающей насосной станции (ПНС здания 716) давление в обратных трубопроводах тепловой сети в микрорайонах 2 и 3, г. Сосновый Бор, (приближающееся к максимально допустимым значениям - 6 кгс/см<sup>2</sup>) понизилось на 9-10 м.в.ст. Понижение давления у потребителей имеющих относительно низкие геодезические отметки, по отношению к основному источнику тепла (БРТ ЛАЭС), положительно сказалось на работе системы теплоснабжения г. Сосновый Бор в целом, что позволит и в дальнейшем обеспечивать подключение перспективных потребителей тепла;

- после включения в работу подкачивающей насосной станции (ПНС здания 716) располагаемые напоры у всех потребителей тепла г. Сосновый Бор увеличились на 10 – 12 м.в.ст. Увеличение располагаемых напоров особенно благоприятно сказывается на работе элеваторных систем у потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов.

Таким образом, у всех потребителей, подключенных к БРТ Ленинградской АЭС и городской котельной в Режиме 1А, обеспечивается гидравлическая устойчивость работы систем теплоснабжения в целом, наблюдаются стабильные гидравлические и тепловые режимы, до температуры наружного воздуха -16,3°С.

Суммарная тепловая мощность источников тепла Ленинградской АЭС составляет 800 Гкал/час, без учета тепловой мощности городской котельной.

Суммарная нагрузка подключенных потребителей тепла составляет 534,416 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности источников тепла Ленинградской АЭС при работе всех 4 х энергоблоков (без учета тепловой мощности городской котельной) составляет 192,114 Гкал/час.

#### *Режим 2 (перспективный)*

Работа основного источника тепла БРТ Ленинградской АЭС в Режиме 2 (с целью обеспечения потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор расходом теплоносителя в соответствии с подключенной нагрузкой) возможна только после проведения 2 этапа реконструкции БРТ, в части оснащения сетевых насосов преобразователями частоты и соответствующими контроллерами отопления, для возможности плавного регулирования расходов теплоносителя до требуемых значений.

В работе находятся энергоблоки № 5, № 6, Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 5 и № 6 обеспечивают теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 1 и города Сосновый Бор, а также теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 2. Энергоблоки № 3 и № 4 остановлены (на ремонт, или в результате срабатывания аварийной защиты) и в работе не участвуют.



В Режиме 2, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа фактически объединена в единую систему теплоснабжения, в которую входят Промышленная зона 1 и г. Сосновый Бор и Промышленная зона 2 (объекты Ленинградской АЭС и ФГУП «НИТИ им. А.П.Александрова»).

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) обеспечивают проектный температурный график 150-70 °С (со срезкой на 128 °С).

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС.

Системы теплоснабжения здания 401 подключены к наружной тепловой сети от БРТ.

ТФУ-2 (здания 601) отключена. Системы теплоснабжения здания 601 подключены к наружной тепловой сети от БРТ с тепловой нагрузкой 65 Гкал/час.

Городская котельная не работает и находится в резерве.

Подкачивающая насосная станция, на обратном трубопроводе тепловой сети (насосная здания 716) в работу не введена и расчетах не участвует.

В Режиме 2, от энергоблоков № 5 и № 6, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=3419,4$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2=3038,2$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=381,2$  т/ч.

В сторону потребителей тепла Промышленной зоны 2, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=2830,6$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2= 2781,1$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=49,3$  т/ч.

В связи с тем, что ТФУ здания 601 отключена и выведена из работы, системы теплоснабжения здания подключены к наружной тепловой сети от БРТ. Расход теплоносителя в сторону потребителей Промышленной зоны 2 увеличился и составил  $G=2830,6$  т/ч.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) обеспечивают проектный температурный график 150-70 °С (со срезкой на 128 °С).

Режим 2, рассматривается как 2-й базовый режим для работы источников теплоснабжения и подключенных к ним потребителей тепла.

#### Режим 2. Расчетный режим работы источников тепла

В работе 2 энергоблока ЛАЭС (№ 5, № 6). Здания 601 от наружной тепловой сети БРТ

Городская котельная, отключена. Подкачивающая насосная (здание 716) в работу не введена. Температурный график работы БРТ 150/70 С. Срезка температурного графика на 128 С. (-16,3 С). Расчетная температура наружного воздуха (-24 С).

Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 34. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 35.

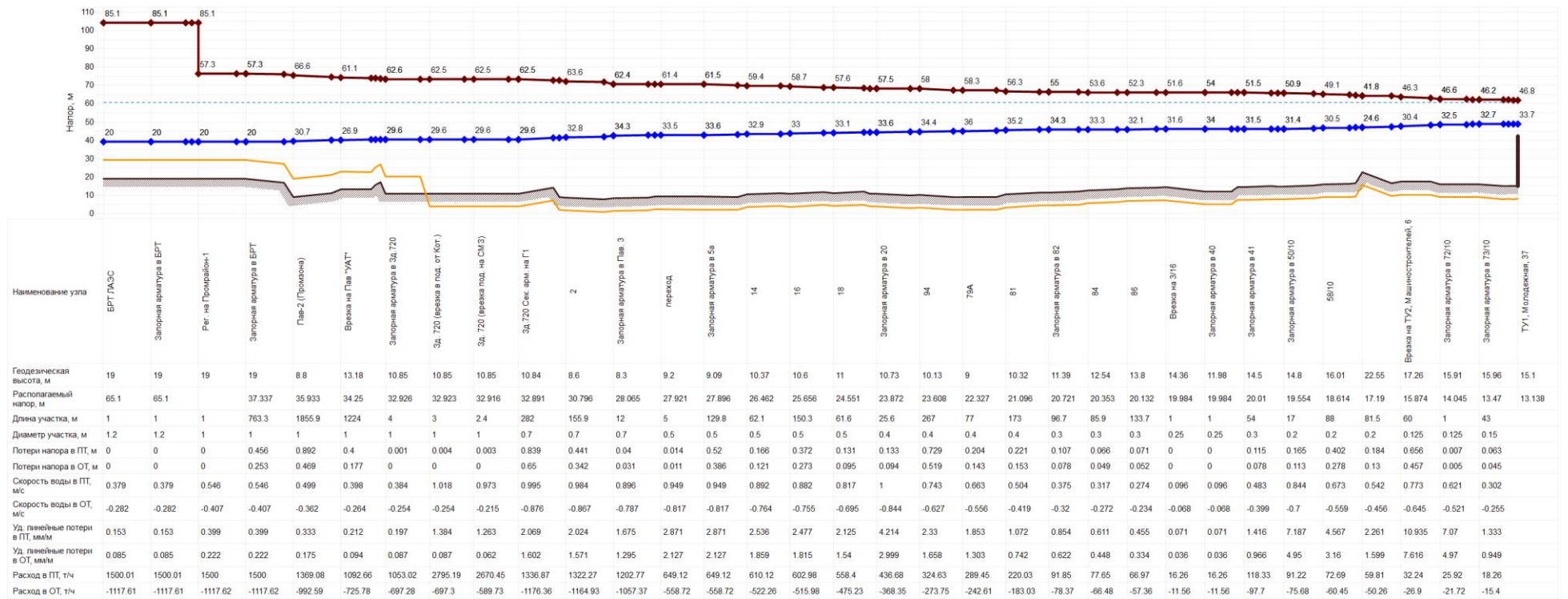
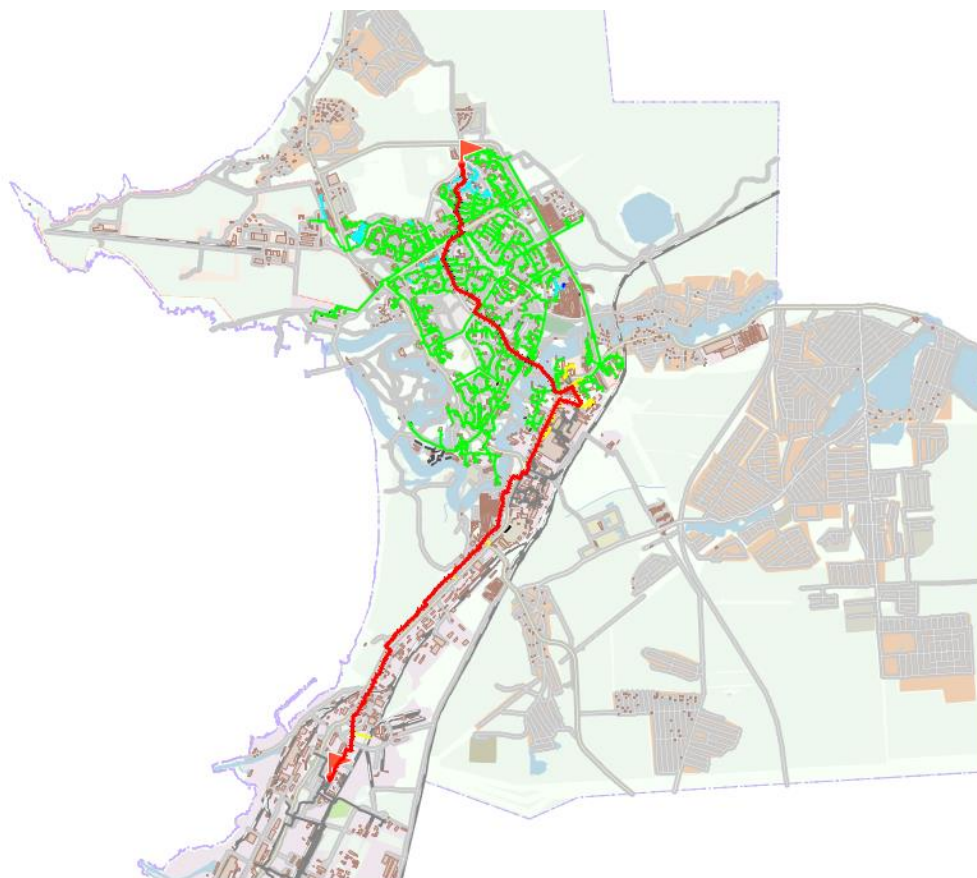


Рисунок 34 –Режим 2. Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)



**Рисунок 35 – Режим 2. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)**

Суммарная тепловая мощность источников тепла Ленинградской АЭС составляет 500 Гкал/час.

Гидравлический режим установившийся в тепловой сети при режиме 1 характеризуется следующими параметрами:

- у большинства потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов) наблюдается стабильный гидравлический и температурные режимы.

- температуры воздуха внутри отапливаемых помещений у всех потребителей в пределах санитарных норм. Тем не менее следует учитывать, что ввиду срезки (ограничения) температурного графика на источниках теплоты  $T_{ср}=128\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (что соответствует температуре наружного воздуха  $-16,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) во всем дальнейшем диапазоне понижения температуры наружного воздуха будет происходить понижение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений.

- давление в подающих трубопроводах тепловой сети достаточно для предотвращения вскипания теплоносителя на верхних отметках систем отопления работающих на «прямых» параметрах теплоносителя.

- давление в обратных трубопроводах тепловой сети в микрорайонах 2 и 3, г. Сосновый Бор, приближается к максимально допустимым значениям - 6 кгс/см<sup>2</sup>. Данное давление обуславливается особенностью рельефа местности 2 и 3 микрорайонов города имеющих относительно низкие геодезические отметки (7 метров от ординара, по отношению к основному источнику тепла, БРТ 19 метров от ординара). Помимо этого, внутриквартальные трубопроводы тепловой сети (смонтированные в 70-80 годах) практически исчерпали свою пропускную способность. Дальнейшее увеличение расходов теплоносителя, связанное с вводом в эксплуатацию перспективных потребителей тепла, приведет к дальнейшему росту давления в обратных трубопроводах, что требует принятия дополнительных мер по понижению давления в обратных трубопроводах тепловой сети.

- располагаемые напоры в трубопроводах тепловой сети у некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов имеют низкие значения и не всегда достаточны для надежной и устойчивой работы элеваторным систем теплоснабжения. Дальнейшее увеличение расходов на источниках тепла с целью подключения перспективных потребителей тепловой энергии, может привести к дальнейшему понижению располагаемых напоров у указанных потребителей и, как следствие срыву работы элеваторов в тепловых пунктах зданий, а в отдельных случаях к «опрокидыванию» циркуляции теплоносителя.

Таким образом, у большинства потребителей, подключенных к БРТ Ленинградской АЭС и котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» в Режиме 2 (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов), обеспечивается гидравлическая устойчивость работы систем теплоснабжения в целом, наблюдаются стабильные гидравлические и тепловые режимы, до температуры наружного воздуха -16,3°С, кроме потребителей удаленных районов города.

#### *Режим 2 А (перспективный)*

Работа основного источника тепла БРТ Ленинградской АЭС в Режиме 2 А (с целью обеспечения потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор расходом теплоносителя в соответствии с подключенной нагрузкой) возможна только после проведения 2 этапа реконструкции БРТ, в части оснащения сетевых насосов преобразователями частоты и соответствующими котроллерами отопления, для возможности плавного регулирования расходов теплоносителя до требуемых значений.

В работе находятся энергоблоки № 5, № 6, Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 5 и № 6 обеспечивают теплоснабжение потребителей Промышленной зоны 1 и города Сосновый Бор, а также теплоснабжение потребителей Промышленной зоны

2. Энергоблоки № 3 и № 4 остановлены (на ремонт, или в результате срабатывания аварийной защиты) и в работе не участвуют.

В Режиме 2 А, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа фактически объединена в единую систему теплоснабжения, в которую входят Промышленная зона 1 и г. Сосновый Бор, и Промышленная зона 2.

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС.

Городская котельная не работает и находится в резерве.

Подкачивающая насосная станция (ПНС), на обратном трубопроводе тепловой сети (здание 716) смонтирована и введена в работу. В работе находятся 3 насоса.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) обеспечивают проектный температурный график 150-70 °С (со срезкой на 128 °С).

### *Режим 3 (аварийный)*

В работе находятся энергоблоки № 3, № 4, Ленинградской АЭС.

Энергоблоки № 5 и № 6 остановлены (на ремонт, или в результате срабатывания аварийной защиты) и в работе не участвуют.

В Режиме 3, система теплоснабжения Сосновоборского городского округа фактически объединена в единую систему теплоснабжения, в которую входят Промышленная зона 1 и г. Сосновый Бор и Промышленная зона 2.

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС. Системы теплопотребления здания 401 подключены к наружной тепловой сети от БРТ.

ТФУ-2 (здания 601) работает автономно на обеспечение систем теплопотребления здания, с тепловой нагрузкой 65 Гкал/час.

Городская котельная работает с тепловой нагрузкой 100 Гкал/час. При этом в работе находятся два котла работающих на газе с суммарной производительностью 100 Гкал/час и с суммарным расходом теплоносителя ( $G=2386$  т/ч).

Подкачивающая насосная станция (ПНС), на обратном трубопроводе тепловой сети (здание 716) в работу не введена и расчетах не участвует.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) работают по повышенному температурному графику 165 -70 °С, с расходом теплоносителя в сторону потребителей Промышленной зоны 1 и г.Сосновый Бор  $G = 800$  т/ч.

В Режиме 3 (аварийный) от энергоблоков № 3 и № 4, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор, сетевыми насосами БРТ, обеспечивается расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G1=800$  т/ч;

- в обратном трубопроводе  $G_2=440$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=360$  т/ч.

От энергоблоков № 3 и № 4, в сторону потребителей тепла Промышленной зоны 2, сетевыми насосами БРТ, в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой и без ограничений, обеспечивается расчетный расход теплоносителя:

- в подающем трубопроводе  $G_1=2099,4$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2= 2050,1$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3=49,3$  т/ч.

Суммарная тепловая мощность источников тепла Ленинградской АЭС составляет 300 Гкал/час.

Суммарная тепловая мощность котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» составляет 100 Гкал/час (при расходе теплоносителя тепла 2386 т/ч).

Суммарная нагрузка подключенных потребителей тепла с учетом подключенных потребителей Промышленной зоны 1, г. Сосновый Бор и Промышленной зоны 2 составляет 534,416 Гкал/час (по состоянию на базовый 2023 год).

Ввиду того, что потребители тепла Промышленной зоны 2 получают теплоноситель и тепловую энергию без ограничений в соответствии с подключенной тепловой нагрузкой, потребителям тепла Промышленной зоны 1, г. Сосновый Бор от БРТ Ленинградской АЭС введено ограничение на отпуск расхода и тепловой энергии.

### Режим 3. Расчетный режим работы источников тепла

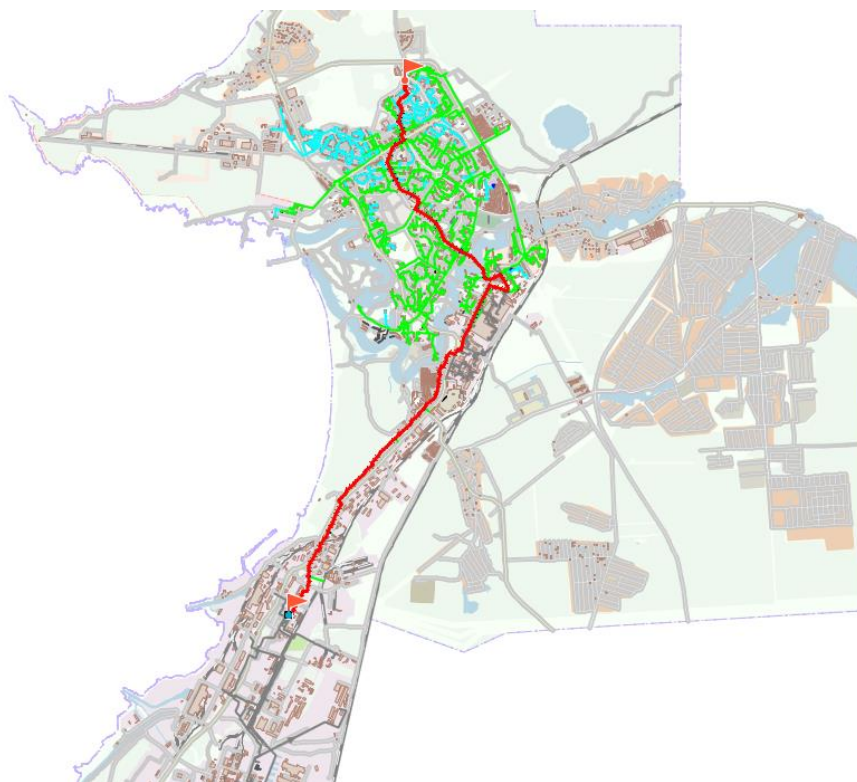
Температурный график работы БРТ 165/70 0С, котельной СМУП «ТСП» 150/70 0С. Срезка температурного графика на БРТ - 128 0С. (-16,3 0С). Расчетная температура наружного воздуха (-24 0С).

Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная, 37) представлен на рисунке 36.

Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная, 37) представлен на рисунке 37.







**Рисунок 37. Режим 3. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная, 37)**

Гидравлический режим установившийся в тепловой сети при Режиме 3 (аварийном) характеризуется следующими параметрами:

1) Проводя анализ работы источников тепла и потребителей по выводу 1 БРТ следует отметить, что у всех потребителей тепловой энергии Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор повсеместно наблюдается нарушение гидравлического и температурного режимов работы по требованию ГУГР.

2) В соответствии с руководящим документом № РД-7-ВЭД «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности (статус документа – действующий) допустимым пределом снижением расхода на нужды отопления и приточной вентиляции принята величина равная 85 % и выше от расчетной нагрузки (при  $T_{н.в.} = -24\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

3) Температура воздуха внутри отапливаемых помещений у всех потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор ниже санитарных норм, находится в прямой зависимости от температуры наружного воздуха и длительности периода отрицательных температур ( $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и составляет не менее  $+3, +4\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

4) Ввиду того что, температура теплоносителя в подающих трубопроводах тепловой сети по выводам Город 1 и Город 2 составляет  $T_1=77,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (что ниже требований температурного графика на  $50-55\text{ }^{\circ}\text{C}$  отсутствует опасность вскипания теплоносителя на верхних отметках систем отопления потребителей работающих на «прямых» параметрах теплоносителя.

5) Ввиду того, что потребителям тепла г. Сосновый Бор по выводам Город 1 и Город 2 подается расход теплоносителя близкий к расчетному располагаемые напоры в трубопроводах тепловой сети достаточны для устойчивой работы элеваторным систем теплоснабжения.

6) Из-за недогрева теплоносителя на 50-55 °С от требований температурного графика, после элеваторов в систему отопления будет поступать теплоноситель с температурой 53-54°С, что на 37 – 36 °С ниже требований графика, при этом температура обратной сетевой воды, возвращаемой потребителями в сеть будет находиться в пределах 26-27 °С. При такой низкой температуре теплоносителя существует реальная угроза «размораживания» приточно-отопительных установок использующие теплоноситель на нужды вентиляции, а также нагревательных приборов на лестничных клетках жилых домов.

7) Таким образом, Режим 3 следует признать аварийным ненадежным, (неприемлемым) и требующим дополнительных мер, вплоть до полного отключения части потребителей.

8) Проводя анализ Режима 3 по выводу 2 БРТ следует отметить, что при условии сохранения расходов теплоносителя в сторону потребителей Промышленной зоны 2 в соответствии с подключенной нагрузкой  $G_1=2099,4$  т/ч и без его ограничения, у всех потребителей тепловой энергии Промышленной зоны 2 нарушение гидравлического и температурного режимов по требованию ГУГР не наблюдается.

Проводя анализ тепловой мощности источников теплоснабжения (БРТ Ленинградской АЭС, городской котельной) и тепловых нагрузок потребителей, подключенных к указанным источникам тепла, следует сделать вывод, что требуется проведение дополнительных мероприятий по аварийному резервированию, вплоть до отключения части потребителей.

Включение в работу еще двух котлов городской котельной. работающих на мазуте, радикально не повлияют на улучшение создавшейся ситуации и лишь позволит увеличить температуру воздуха внутри отапливаемых помещений до 11-13 °С, которая напрямую будет зависеть от температуры наружного воздуха в каждом конкретном случае.

Режим 3 следует признать аварийным ненадежным, (неприемлемым) и требующим дополнительных мер, вплоть до полного отключения части потребителей

#### *Режим 4 (Существующий)*

В Режиме 4 обеспечивается договорной расход теплоносителя от БРТ Ленинградской АЭС с расходом теплоносителя  $G=2500$  т/час.

Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) работают по повышенному температурному графику 165-70 °С (со срезкой на 128 °С).

В котельной СМУП «ТСП» для потребителей г. Сосновый Бор обеспечивается переход на проектный температурному графику 150-70°C (со срезкой на 128°C) путем подмеса теплоносителя насосами котельной из обратного в подающий трубопровод.

БРТ ЛАЭС работает в режиме водоподготовки и подпитки ГВС.

Городская котельная не работает и находится в резерве.

Подкачивающая насосная станция, на обратном трубопроводе тепловой сети (здание 716) в работу не введена и расчетах не участвует.

В Режиме 4, Источники тепла Ленинградской АЭС (ТФУ энергоблоков и бойлера тепловой сети) работают по повышенному температурному графику 165-70°C (со срезкой на 128°C). От насосов котельной СМУП «ТСП» потребителям тепла г. Сосновый Бор обеспечивается расход теплоносителя:

По трубопроводам Город 1:

- в подающем трубопроводе  $G_1 = 1341$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2 = 1238$  т/ч.

По трубопроводам Город 2:

- в подающем трубопроводе  $G_1 = 1257$  т/ч;
- в обратном трубопроводе  $G_2 = 1148$  т/ч;
- в системах горячего водоснабжения  $G_3 = 212$  т/ч.

#### Режим 4. Расчетный режим работы источников тепла

Температурный график работы БРТ 165/70 С. Срезка температурного графика на 128 С. (-16,3 °С). Расчетная температура наружного воздуха (-24 °С).

Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 38.

Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37) представлен на рисунке 39.

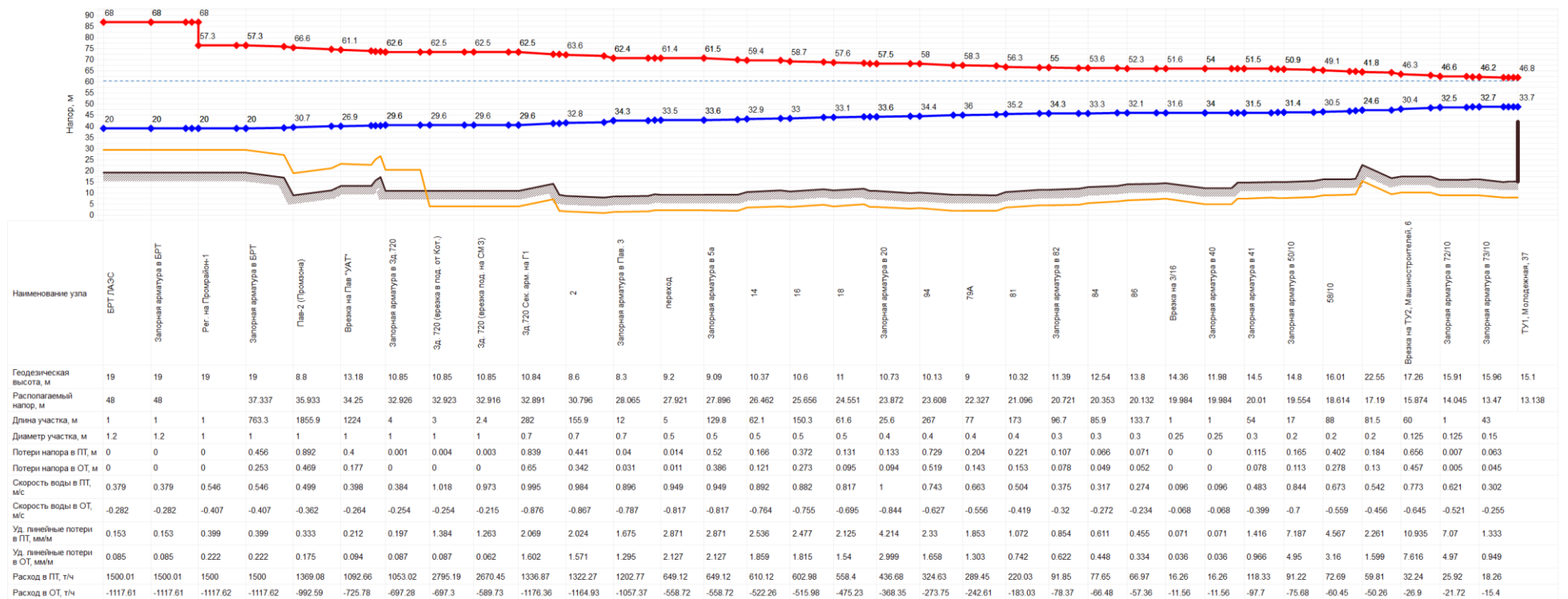
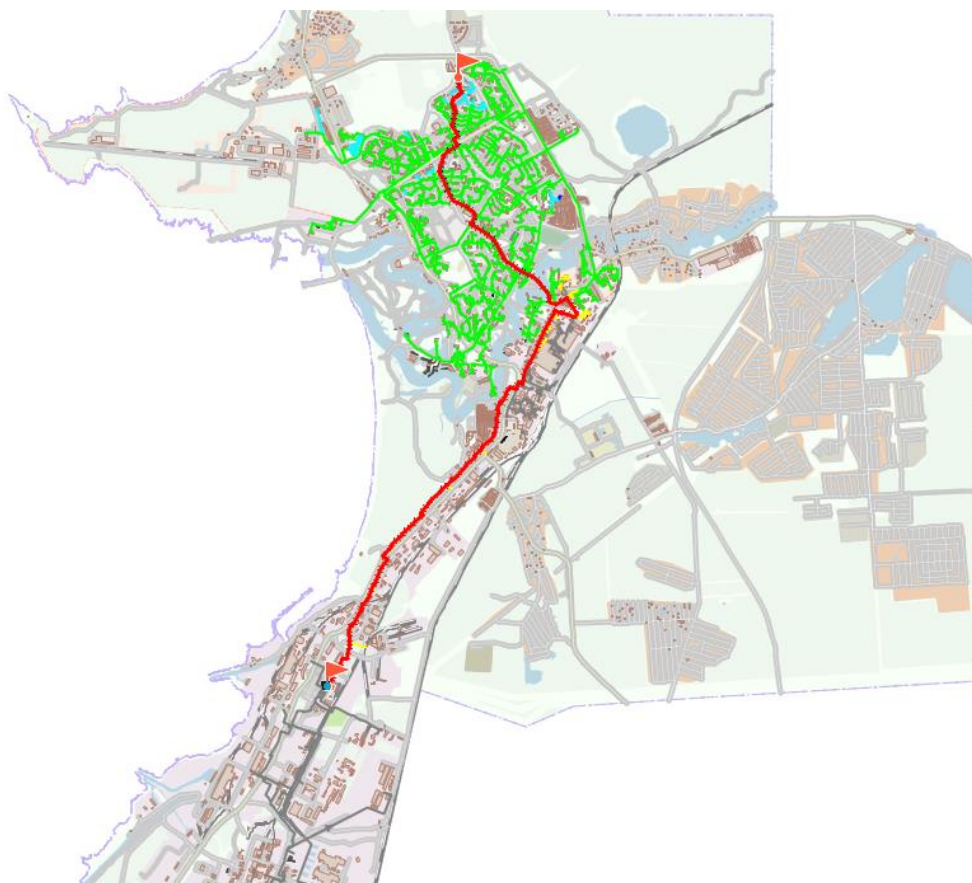


Рисунок 38 – Режим 4. Пьезометрический график от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)



**Рисунок 39 – Режим 4. Пьезометрический путь от БРТ ЛАЭС до потребителей 10 Б МКР (ул. Молодежная 37)**

Гидравлический режим установившийся в тепловой сети при Режиме 4 характеризуется следующими параметрами:

- у большинства потребителей Промышленной зоны 1 и г. Сосновый Бор (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов) наблюдается стабильный гидравлический и температурные режимы;
- температуры воздуха внутри отапливаемых помещений у всех потребителей в пределах санитарных норм. Тем не менее следует учитывать, что ввиду срезки (ограничения) температурного графика на источниках теплоты  $T_{ср}=128\text{ }^{\circ}\text{C}$ , (что соответствует температуре наружного воздуха  $-16,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) во всем дальнейшем диапазоне понижения температуры наружного воздуха будет происходить понижение температуры воздуха внутри отапливаемых помещений;
- давление в подающих трубопроводах тепловой сети достаточно для предотвращения вскипания теплоносителя на верхних отметках систем отопления работающих на «прямых» параметрах теплоносителя;
- давление в обратных трубопроводах тепловой сети в микрорайонах 2 и 3, г. Сосновый Бор, приближается к максимально допустимым значениям -  $6\text{ кгс/см}^2$ . Данное

давление обуславливается особенностью рельефа местности 2 и 3 микрорайонов города имеющих относительно низкие геодезические отметки (7 метров от ординара, по отношению к основному источнику тепла, БРТ 19 метров от ординара). Помимо этого, внутриквартальные трубопроводы тепловой сети (смонтированные в 70-80 годах) практически исчерпали свою пропускную способность. Дальнейшее увеличение расходов теплоносителя, связанное с вводом в эксплуатацию перспективных потребителей тепла, приведет к дальнейшему росту давления в обратных трубопроводах, что требует принятия дополнительных мер по понижению давления в обратных трубопроводах тепловой сети;

– располагаемые напоры в трубопроводах тепловой сети у некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов имеют низкие значения и не всегда достаточны для надежной и устойчивой работы элеваторных систем теплоснабжения. Дальнейшее увеличение расходов на источниках тепла с целью подключения перспективных потребителей тепловой энергии, может привести к дальнейшему понижению располагаемых напоров у указанных потребителей и, как следствие срыву работы элеваторов в тепловых пунктах зданий, а в отдельных случаях к «опрокидыванию» циркуляции теплоносителя.

Таким образом, у большинства потребителей, подключенных к котельной СМУП «Теплоснабжающее предприятие» в Режиме 4 (кроме некоторых потребителей 2, 4, 10, 10А микрорайонов), обеспечивается гидравлическая устойчивость работы систем теплоснабжения в целом, наблюдаются стабильные гидравлические и тепловые режимы, до температуры наружного воздуха  $-16,3^{\circ}\text{C}$ , кроме потребителей удаленных районов города.

Для понижения давления в обратных трубопроводах, а также с целью увеличения пропускной способности смонтированных ранее трубопроводов тепловой сети, без их переделки с целью увеличения диаметров, необходимо смонтировать и ввести в работу подкачивающую насосную станцию (ПНС, здание 716).

2. Перевод с открытой системы теплоснабжения на закрытую.

## **2 Вариант**

Проведения плановых работ по эксплуатации теплоисточников и тепловых сетей.

### **5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития системы теплоснабжения**

Все разработанные сценарии учитывают следующие основные мероприятия по реконструкции объектов системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа, в том числе: замещение мощностей ЛАЭС, путем проведения реконструкции бойлерной районного теплоснабжения (БРТ) Ленинградской АЭС в части модернизации — подключению к

теплофикационным установкам новых энергоблоков ВВЭР-1200 после начала вывода из эксплуатации действующих энергоблоков РБМК, реконструкцию с модернизацией и заменой ветхих сетей теплоснабжения СМУП «ТСП» (таблица 73).

1. На основании приведенных выше сценариев (режимов) работы источников тепла и потребителей тепловой энергии выбран режим 1А развития теплоснабжения.

В рамках режима 1А предполагается следующее.

В работе находятся энергоблоки № 3, № 4, № 5, № 6 ЛАЭС. Городская котельная находится в резерве. Введена в эксплуатацию подкачивающая станция здания 716.

При режиме 1А предполагается разделение Промышленной зоны 1 и Промышленной зоны 2 на две независимые друг от друга системы теплоснабжения. Энергоблоки № 3 и № 4 обеспечивают теплоснабжение только потребителей Промышленной зоны 2. В тоже время энергоблоки № 5 и № 6 обеспечивает теплоснабжение только потребителей Промышленной зоны 1 и города Сосновый Бор. При этом проведенная реконструкция БРТ позволяет технологически объединить Промзону 1 и Промзону 2 в единую систему теплоснабжения. Реконструкция БРТ позволяет выполнить мероприятия аварийного резервирования, вплоть до поставки теплоносителя (в случае необходимости) от городской котельной потребителям Промышленной зоны 2.

Режим 1А будет являться базовым для работы системы теплоснабжения потребителей г. Сосновый Бор вплоть до вывода из эксплуатации энергоблоков № 3 и № 4, в 2030 году.

2. Перевод с открытой системы теплоснабжения на закрытую систему.

Данный сценарий является наиболее оптимальным, обеспечивающим надежную и бесперебойную работу системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа в целом.

**5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития системы теплоснабжения 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, городского округа, города федерального значения**

По итогам оценки существующих показателей в части надежности теплоснабжения, качества поставляемого ресурса – приоритетным вариантом развития является вариант – режим 1А.

**5.4. Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения не предусмотрены.



## **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 разработке схемы теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа открытая. Водоразбор на нужды ГВС производится непосредственно из водяных тепловых сетей.

Для разработки перспективных балансов производительности ВПУ и потребления теплоносителя необходимо решить следующие задачи:

- установить перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи тепловой энергии от источника до потребителей;
- составить баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определить резервы и дефициты производительности ВПУ;
- определить необходимый объем подпитки тепловой сети неподготовленной водой для аварийных режимов работы источников и систем теплоснабжения.

Перспективные балансы теплоносителя разрабатываются для развития городского округа, которые подразумевают проведение следующих мероприятий:

- постепенный переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения, что позволит существенно сократить величину подпитки тепловой сети;
- вывод из эксплуатации энергоблоков Ленинградской АЭС с реакторами РБМК и ввод замещающих мощностей ЛАЭС, что обуславливает перекладку части тепловых сетей и трубопроводов холодного водоснабжения.

Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети для развития городского округа приведены в таблице 74.

**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), отдельных участков такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения**

Динамика изменения перспективных объемов теплоносителя, необходимых для передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии до потребителей в течение расчетного периода, приведена таблице 74.

**Таблица 74 – Перспективные балансы ВПУ и подпитки тепловой сети для развития городского округа**

Параметры	Годы									
	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Объем тепловых сетей, м <sup>3</sup>	47679,62	47699,8	47701,2	47708,7	47712,8	47766,9	47771,5	47772,1	47774,9	47775,1
Нормативная утечка согласно СП 124.13330.2012 (актуализированной редакции СНиП41-02-2003), м <sup>3</sup> /ч	109,7	119,2	119,3	119,3	119,3	119,4	119,4	119,4	119,4	119,4
Утечка теплоносителя, связанная с открытой системой ГВС, м <sup>3</sup> /ч	302,2	301,3	299,0	292,7	284,6	274,9	269,5	260,2	255,4	249,8
Суммарная утечка, м <sup>3</sup> /ч	411,9	420,5	418,3	412	403,9	394,3	388,9	379,6	374,8	369,2
Производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /ч:										
БРТ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Котельная СМУП «ТСП»	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Суммарная производительность ВПУ:	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Резерв производительности ВПУ м <sup>3</sup> /ч:	1388,1	1379,5	1381,7	1388	1396,1	1405,7	1411,1	1420,4	1425,2	1430,8
Резерв производительности ВПУ в % от производительности:	77,12	76,64	76,76	77,11	77,56	78,09	78,39	78,91	79,18	79,49

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

Сведения о наличии баков-аккумуляторов не предоставлены.

Система теплоснабжения потребителей тепловой энергии в Сосновоборском городском округе открытая, за исключением следующих МКД по адресу: ул. Парковая, д. 6,9,21а,25, ул. Петра Великого, д. 4,6,8, ул. Пионерская, д. 2,4,6,8, ул. Солнечная, д. 36, 57 к.1, 57 к.2,

пр. Героев, д. 17, ул. Ленинградская, д. 70, ул. Молодежная, д. 86, ул. Моховая, д. 2 мкр. Искра.

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

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусматривается дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Аварийные режимы подпитки теплосети осуществляются с помощью дополнительного расхода «сырой» воды по штатным аварийным врезкам в трубопроводы сетевой воды. Такие режимы являются крайне нежелательными с точки зрения надежной эксплуатации тепловых сетей, поскольку качество «сырой» воды по своему химическому составу значительно уступает нормам для подпиточной воды и, как следствие, ведет к ускоренному износу трубопроводов сетевой воды.

Поскольку аварийная подпитка осуществляется химически необработанной водой, в балансе водоподготовительных установок эта величина не участвует. Величина аварийной подпитки приведена в таблице 75.

**Таблица 75 – Нормативные объемы аварийной подпитки**

Дополнительный объем аварийной подпитки м <sup>3</sup> /ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.
	953,59	954,0	954,0	954,2	954,3	955,3	955,4	955,4	955,5	955,5

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

В связи с планируемым изменением развития системы теплоснабжения, перевод с открытой на закрытую систему теплоснабжения, ввода новых участков тепловой сети или подключения новых потребителей, перспективный баланс производительности водоподготовительных установок будет меняться по мере изменения объемов тепловой сети.

**6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной схемы теплоснабжения, изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах не зафиксировано, так как конфигурация тепловых сетей, а равно – их объёмы, существенных изменений не претерпели.

**6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Информация по фактическим потерям теплоносителя в тепловых сетях за отчётный период не предоставлена.

## **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 актуализации схем теплоснабжения**

Поквартирное отопление является разновидностью индивидуального теплоснабжения и характеризуется тем, что генерация тепла происходит непосредственно у потребителя в квартире. Условия организации поквартирного отопления во многом схожи с условиями создания индивидуального теплоснабжения.

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СП 54.13330.2022 «Свод правил Здания жилые многоквартирные» Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире.

Поквартирные системы отопления при всех их достоинствах имеют специфические проблемы:

Недопустимо использование поквартирного отопления только в отдельных квартирах многоквартирных жилых домов. Дымоход приходится делать на стену здания, при этом продукты сгорания могут попадать в вышерасположенные квартиры.

Допустимо применение котлов только с закрытой камерой сгорания и выделенным воздуховодом для забора воздуха с улицы.

Должна быть обеспечена возможность доступа в квартиру при длительном отсутствии жильцов. Недопустимо длительное отключение котлов самими жителями в зимний период.

Система поквартирного отопления не должна применяться в зданиях типовых серий. Работа любых котлов, установленных в квартирах, будет периодической, то есть в режиме включено-выключено. Это определяется тем, что мощность котла подбирается не по

нагрузке отопления, а по пиковой нагрузке ГВС превышающей в несколько раз отопительную, а глубина регулирования мощности большинства котлов от 40 до 100%.

Проблемы дымоудаления особенно обостряются в высотных зданиях, т.к. тяга не регулируется и меняется в больших пределах по высоте здания, а также при изменении погоды.

Необходимость значительной мощности квартирного котла для обеспечения максимального расхода горячей воды определяет то обстоятельство, что суммарная мощность квартирных котлов в 2–2,5 раза превышает мощность альтернативной домовой котельной.

Серьезной проблемой является свободный, неконтролируемый доступ к котлам детей и людей с поврежденной психикой. С другой стороны, доступ специалистов для обслуживания часто бывает затруднен.

Срок службы котлов 15–20 лет, но в наших условиях серьезные поломки происходят гораздо быстрее. Объем технического обслуживания обычно определяют сами жильцы, причем имеют право от него отказаться. Фактически поквартирное отопление здания – жестко взаимосвязанная по газу, воде, дымоудалению и теплоперетокам система с распределенным сжиганием.

Необходимые условия для организации поквартирного отопления:

- развитая сеть трубопроводов (для подключения квартир к общедомовым стоякам через индивидуальный узел ввода);
- организованная сеть газоснабжения (для возможности установка в квартирах индивидуальных газовых отопительных котлов);
- строительство нового или реконструкция существующего жилья с возможностью организации поквартирного отопления.

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

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в

подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключение соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством

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

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



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

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

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

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

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

Федеральный закон от 30.12.2009 г. N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» предусматривает, что система инженерно-технического обеспечения - одна из систем здания или сооружения, предназначенная для выполнения функций водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, газоснабжения, электроснабжения, связи, информатизации, диспетчеризации, мусороудаления, вертикального транспорта (лифты, эскалаторы) или функций обеспечения безопасности (п. 21 п. 2 ст. 2); параметры и другие характеристики систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации здания или сооружения должны соответствовать требованиям проектной документации.

Таким образом, проект переустройства должен соответствовать строительным нормам и правилам проектирования и быть согласованным с теплоснабжающей организацией, так как затрагивает общедомовую инженерную систему отопления.

*Федеральный закон N190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» (ст. 14, п. 15)*

Статья 14. Подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения п.15. 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.

Теплоснабжение многоквартирного жилого дома является централизованным. В данном случае, отключение квартиры от общей системы отопления с установкой газового котла, предусматривает изменение общедомовой инженерной системы отопления.

Поскольку система центрального отопления дома относится к общему имуществу, то согласно п. 3 ст. 36, п. 2 ст. 40, ст. 44 ЖК РФ, реконструкция этого имущества путем его уменьшения, изменения назначения или присоединение к имуществу одного из собственников возможны только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме.

Порядок расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению, как для жилых, так и для нежилых помещений многоквартирного дома определен пунктом 42(1) Правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 г. №354 (далее - Правила №354).

Правилами №354 (редакция от 28.11.2023 г.) предусмотрен механизм расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению в многоквартирном доме, отдельные помещения которых в предусмотренном законодательством Российской Федерации порядке отключены от централизованной системы отопления.

Согласно пункту 1.7 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Госстроя России от 27.09.2003 №170, переоборудование жилых и нежилых помещений в жилых домах допускается производить после получения соответствующих разрешений в установленном порядке.

Действующим законодательством Российской Федерации определены обязательные нормы для принятия решения потребителями о смене способа обеспечения теплоснабжения, в том числе требования к индивидуальным квартирным источникам тепловой энергии, которые допускается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения.

С целью дальнейшего развития городского округа планируется подключение к системе централизованного теплоснабжения также потребителей индивидуальной

малоэтажной застройки Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного и Восточного промышленного планировочных районов.

В рассматриваемый период до 2032 г. будет происходить прирост тепловой нагрузки, обусловленный подключением к системам теплоснабжения потребителей многоэтажной, среднеэтажной и малоэтажной жилой застройки, общественных зданий и промышленных потребителей.

По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Под индивидуальным теплоснабжением понимаются автономные системы отопления, не связанные с централизованной системой теплоснабжения города, а также печное отопление. Топливом для таких систем отопления является: электричество, жидкое топливо, природный газ, сжиженный газ, уголь, и дрова.

Индивидуальный жилищный фонд характеризуется малыми расчетными тепловыми нагрузками и большим числом потребителей, что определяет необходимость строительства тепловых сетей малых диаметров и большой протяженности. Капитальные вложения и расходы на техническое обслуживание тепловых сетей в этом случае велики, сроки окупаемости неприемлемы ввиду малых значений расчетных тепловых нагрузок потребителей. С целью дальнейшего развития городского округа планируется осуществить частичный перевод этих потребителей на централизованное теплоснабжение в связи со значительной величиной ожидаемого прироста тепловой нагрузки в районах с малоэтажной индивидуальной жилищной застройкой. В частности, это микрорайоны «Ручьи», «Устьинский», «Старое Калище». Теплоснабжение застраиваемых районов «Липово» и «Сосновки» будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии, с перспективой перевода на магистральный газ (после прокладки и сдачи в эксплуатацию магистрального газопровода).

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах городского округа по состоянию на 2023 г. не используются.

Обоснование предложений, приведенное в данной Главе, опирается на следующую информацию:

- информацию по перспективным приростам строительных фондов и прогнозу перспективного потребления тепловой энергии, Глава 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
- информацию по перспективным балансам тепловой мощности источников и тепловой нагрузки, Глава 4 «Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки»;

– информацию по необходимым мероприятиям по строительству и реконструкции тепловых сетей, Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

**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 надёжного теплоснабжения потребителей**

На территории Сосновоборского городского округа отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей.

**7.3. Анализ надёжности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надёжности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения**

Источники комбинированной выработки тепловой энергии поставляющие тепловую энергию потребителям в вынужденном режиме в целях обеспечения бесперебойного и надежного теплоснабжения на территории городского округа отсутствуют.

**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**

Все разработанные сценарии учитывают основные мероприятия по реконструкции объектов системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

В рассматриваемом периоде (в перспективе до 2032 года) для развития Сосновоборского городского округа предусматривается строительство второго источника тепловой энергии с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии –

замещающих мощностей Ленинградской АЭС. С 2030 года планируется постепенный вывод из эксплуатации энергоблоков № 3 и № 4 с реакторами РБМК в связи с исчерпанием нормативного срока службы. Энергоблок № 5 замещающих мощностей ЛАЭС введен в 2018 г. энергоблок № 6 находится в промышленной эксплуатации с 22.03.2021 года. В настоящее время строительство замещающих мощностей ЛАЭС (энергоблоков № 7 и № 8) начато. Электрическая мощность каждого из двух вводимых энергоблоков строящейся ЛАЭС составит 1200 МВт, тепловая – 250 Гкал/ч.

Таким образом, суммарная электрическая мощность ЛАЭС после ввода в эксплуатацию 2 энергоблоков составит 2400 МВт, суммарная тепловая мощность – 1000 Гкал/ч.

В стационарном (базовом) гидравлическом режиме отпуск тепловой энергии и теплоносителя в существующей системе теплоснабжения предусматривается осуществлять от бойлерной районного теплоснабжения. Трубопроводы сетевой воды 2ДУ1200 предназначены для передачи тепловой энергии и теплоносителя от теплофикационных установок (ТФУ 1 энергоблок № 5 и ТФУ 2 энергоблок №6) замещающих мощностей Ленинградской АЭС к оборудованию БРТ.

Изменение проектного температурного графика отпуска тепловой энергии от БРТ 150/70°С (со срезкой на 128°С) на график 165/70°С (со срезкой на 128°С) была вынужденной мерой и была связана с невозможностью гарантированного обеспечения требуемого расхода теплоносителя в системе теплоснабжения, получаемого от БРТ ЛАЭС. При одновременном проведении реконструкции оборудования БРТ с возможностью плавного увеличения расхода теплоносителя в сторону города и реконструкции подкачивающей насосной станции на обратном трубопроводе здания 716 будет возможен переход к проектному температурному графику 150/70°С.

Помимо этого, одной из основных причин недопоставок тепловой энергии и теплоносителя сторонним потребителям была значительная величина расхода теплоносителя на собственные нужды зданий площадок ЛАЭС и ФГУП «НИТИ», (Промышленная зона 2) допускающих перерасход тепла по отношению к подключенной нагрузке и не рационально использующих тепловую энергию, особенно на нужды приточно- отопительной вентиляции. Нагрузка на собственные нужды указанных потребителей сопоставима с тепловой нагрузкой Промышленной зоны 1 и потребителей г. Сосновый Бор, более рационально использующих тепловую энергию, и не допускающих перерасход теплоносителя, а также удовлетворительной работой контрольной группы СМУП «ТСП».

Проведение комплекса мер по наладке и регулировке расходов теплоносителя по снижению расхода теплоносителя на собственные нужды зданий площадки ЛАЭС и ФГУП «НИТИ» позволила бы более рационально использовать тепловую энергию источников теплоснабжения.

Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии:

- расширение зоны действия источников тепла возможно за счет ввода в эксплуатацию замещающих мощностей Ленинградской АЭС, реконструкции БРТ, включению ввода в работу подкачивающей насосной (СМУП «ТСП») на обратном трубопроводе в здании 716;
- рекомендуется проведение обследования и аудита систем теплоснабжения и выполнение комплекса наладочных мероприятий по регулировке и балансировке систем, особенно на участке тепловых сетей от вывода 1 БРТ до здания 716 и 720, где расположены производственные предприятия различного назначения и принадлежащие различным юридическим лицам;
- капитальный ремонт котла ПТВМ-50 (срок реализации - 2029 г).

К 2027 году планируется строительство новой газовой котельной на территории г. Сосновый Бор для обеспечения новой застройки в северной части микрорайона 10А. Установленная мощность составит 14,01 МВт (12,046 Гкал/ч).

**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**

В рассматриваемом периоде до 2032 года настоящей Схемой предусматривается проведение реконструкции бойлерной районного теплоснабжения, от которой и в дальнейшем будет осуществляться отпуск тепловой энергии потребителям Сосновоборского городского округа, как основного, базового источника тепла.

В отопительный сезон на БРТ, как правило, находятся в работе два (из пяти) сетевых насоса 7НСТ 11-15 (типа КсВ 2200-100) с суммарным расходом 4400 т/час (по 2200 т/час каждый). Включение в параллельную работу третьего сетевого насоса КсВ с суммарным расходом 6600 т/час (по 2200 т/час каждый) избыточно по отношению к подключенной

нагрузке. Таким образом, на БРТ включают в работу только два сетевых насоса. При таком режиме работы резерв тепловой мощности на теплофикационных установка ЛАЭС остается невостребованным, а расход сетевой воды явно недостаточен для надежной и устойчивой работы систем теплоснабжения и не позволяет обеспечить расчетный расход теплоносителя потребителям Промышленной зоны 1 и Промышленной зоны 2 остро в нем нуждающимся. Помимо этого, следует иметь в виду, что расходы теплоносителя в подающем трубопроводе не постоянны особенно у потребителей городской зоны имеющих значительную нагрузку систем горячего водоснабжения (ГВС).

Переменные значения нагрузки обуславливаются пиковыми значениями водоразбора в системах ГВС и могут меняться от 50-70 т/час в ночное время до 350-400 т/час в выходные дни.

Данные проблемы можно решить при помощи установки преобразователей частоты на сетевых насосах 7НСТ 11-15 (типа КсВ 2200-100) на БРТ и контроллеров системы теплоснабжения с датчиками температуры наружного воздуха. Установка контроллеров позволит поддерживать температуру теплоносителя в подающем трубопроводе в автоматическом режиме в соответствии с температурой наружного воздуха и требованиями температурного графика. При этом предполагается, что в работе постоянно будут находиться три (из пяти) сетевых насоса 7НСТ 11-15 (типа КсВ 2200-100). Два насоса КсВ будут работать в стационарном гидравлическом режиме с суммарным расходом 4400 т/час (по 2200 т/час каждый). Третий насос КСВ, оснащенный частотным преобразователем и контроллером будет корректировочный, автоматически поддерживать требуемый расход в системе, проектный температурный график 150/70°C и «сглаживать» пиковые значения водоразбора систем ГВС.

Учитывая тот факт, что источники тепла БРТ ЛАЭС, городская котельная и подключенные к ним потребители Промышленной зоны 1 и Промышленной зоны 2 представляют собой технологически единую систему теплоснабжения, а функциональная структура теплоснабжения разделена между разными юридическими лицами Филиалом АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградской атомной станции, СМУП «Теплоснабжающее предприятие» и ООО «ТСП» необходимо проведение мероприятий по реконструкции сетевых насосов БРТ в части оснащения преобразователями частоты.

**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**

В рассматриваемом периоде до 2032 года в Сосновоборском городском округе проведения реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не предусмотрено.

**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**

Городская котельная работает в режиме резервной пиковой водогрейной котельной и является источником, покрывающим при необходимости тепловые нагрузки зоны ЛАЭС.

Существующие балансы тепловой мощности и нагрузки показывают, что при проведении плановых работ по выводу энергоблоков ЛАЭС существует дефицит располагаемой мощности, в связи с чем в целях обеспечения нагрузки потребителям на расчетную температуру (-24<sup>0</sup>С) требуется включение в мощность котельной СМУМ «ТСП».

В этой связи для обеспечения надежного, устойчивого и бесперебойности теплоснабжения потребителей тепла Сосновоборского городского округа в рамках выполнения обязательства Концессионного соглашения на объекты городской котельной, ООО «ТСП», установлены два вновь смонтированных котла Novotherm 58-150 с увеличением установленной мощности котельной на 100 Гкал/ч (по 50 Гкал/ч на каждый котел). Новые котлы являются основным резервным источником тепла.

В этой связи газ законтрактован на новые котлы Novotherm 58-150, являющиеся предметом концессионного соглашения ООО «ТСП».

В случае крайней необходимости старые котлы могут растапливаться только на мазуте, поскольку пропускная способность подводящего газопровода не позволяет обеспечить одновременную работу четырех котлов.

Балансы перспективной располагаемой тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки для развития Сосновоборского городского округа также основываются на увеличении установленной мощности городской котельной на 100 Гкал/ч в водогрейной части, присоединенной тепловой нагрузки, реконструкции мощностей ЛАЭС.



По состоянию на 2024 год, как указывалось выше, городская котельная работает в резервно - пиковом режиме.

В 2021 году были выполнены мероприятия по реконструкции котлов источника теплоснабжения ООО «ТСП» в рамках концессионного соглашения. Общая располагаемая тепловая мощность котельной составляет 193,8 Гкал/ч.

Также проведена работа по замене морально устаревшего оборудования, (введенного в эксплуатацию в 1960-1970 гг.) на новое.

В связи с тем, что износ оборудования котельной СМУП «ТСП» приблизился к предельной величине, необходимо предусмотреть реконструкцию (капитальный ремонт) котла ПТВМ-50 ст. №3.

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

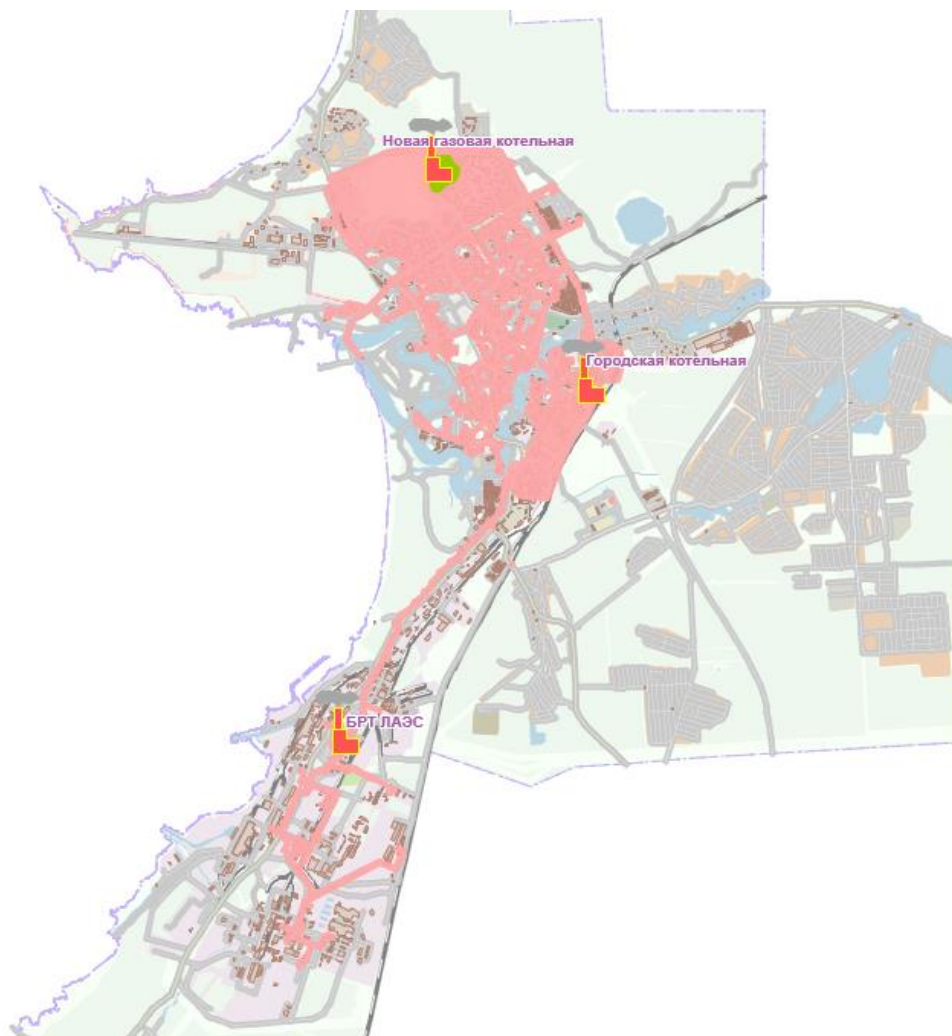
В рассматриваемом периоде до 2032 года в Сосновоборском городском округе сохраняется резервно-пиковый режим работы городской котельной.

#### **7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

При дальнейшем развитии системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа на расчетный срок до 2032 года будет происходить расширение зоны действия основного источника тепла ЛАЭС и городской котельной за счет подключения перспективных потребителей Северного, Северо-Западного, Северо-Восточного, Восточного и Южного промышленных планировочных районов.

Расширение зоны действия источников тепла возможно за счет ввода в эксплуатацию замещающих мощностей Ленинградской АЭС, реконструкции БРТ, включению ввода в работу подкачивающей насосной (СМУП «ТСП») на обратном трубопроводе в здании 716. На перспективу развития к 2027 году планируется строительство новой газовой котельной в северной части микрорайона 10А.

Перспективная зона действия системы централизованного теплоснабжения городского округа с учетом замещающих мощностей Ленинградской АЭС приведены на рисунке 40.



**Рисунок 40 - Перспективная зона действия системы централизованного теплоснабжения городского округа с учетом замещающих мощностей Ленинградской АЭС**

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

Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельной при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не предусмотрен.

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

Индивидуальное теплоснабжение применяется в зонах с индивидуальным жилищным фондом или в зонах малоэтажной застройки. При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников тепловой энергии. Такая организация позволяет потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжение. В соответствии с Методическими

рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации от 29.12.2012 № 565/667, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. Учитывая данное требование, теплоснабжение всей перспективной индивидуальной застройки городского округа, планируется осуществлять децентрализованно, т.е., применяя индивидуальные источники тепловой энергии.

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения тепловой энергией и горячей водой; снимается проблема перебоев в поставках тепловой энергии и горячей воды по техническим, организационным и сезонным причинам.

Индивидуальное теплоснабжение в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями организовывается в зонах, где отсутствует централизованное теплоснабжение. Централизованное теплоснабжение в этих зонах нерентабельно из-за высоких тепловых потерь на транспортировку теплоносителя. При небольшой присоединенной тепловой нагрузке малоэтажной застройки наблюдается значительная протяженность квартальных тепловых сетей, что характеризуется высокими тепловыми потерями.

Децентрализованные системы любого вида позволяют исключить потери тепловой энергии при ее транспортировке (значит, снизить стоимость теплоты для конечного потребителя), повысить надежность и качество теплоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

В конечном счете, вопрос технико-экономического обоснования подключения потребителя к системе централизованного теплоснабжения, автономной котельной, либо установки поквартирных индивидуальных источников тепла во многом определяется величиной капитальных затрат. Кроме того, при выборе индивидуальных источников теплоты необходимо принимать к рассмотрению те варианты, которые обеспечивают не только минимальные капитальные затраты, но и качественное оборудование и гарантированное сервисное обслуживание.

Теплоснабжение вновь строящихся индивидуальных и малоэтажных жилых зданий предусматривается путем установки индивидуальных источников тепловой энергии. Основанием для принятия такого решения является удаленность планируемых районов застройки указанных типов от существующих сетей систем централизованного теплоснабжения и низкая плотность тепловой нагрузки в этих зонах, что приводит к существенному увеличению затрат и снижению эффективности централизованного теплоснабжения.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления не планируется.

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

Объем тепловой энергии, отпускаемой в рассматриваемый период до 2032 г на нужды вновь вводимых промышленных потребителей представлен в Главе 4 в зависимости от режима работы действующих и строящихся энергоблоков Ленинградской АЭС.

Подключение промышленных потребителей, имеющих собственные источники тепловой энергии, к генерирующим мощностям ЛАЭС в расчетный период также не планируется.

#### **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**

Возобновляемые источники тепловой энергии в Сосновоборском городском округе отсутствуют и их ввод на расчётный период не предполагается.

#### **7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города**

На территориях промышленных зон предусматривается сохранение теплопотребления на существующем уровне, перепрофилирование не предусмотрено. В соответствии с полученной информацией, в период действия схемы теплоснабжения на территории городского округа не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях.

В соответствии с решениями, принятыми при актуализации схемы теплоснабжения до 2032 года, не предусматривается переключение потребителей промышленного сектора,

получающих тепловую энергию от собственного источника, на другие источники централизованного теплоснабжения городского округа. Теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территории промышленной зоны, предусматривается от действующих источников теплоснабжения.

### 7.15. Результаты расчётов радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно статье 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения - 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.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

Расчет эффективного радиуса целесообразно проводить на параметры Ленинградской АЭС ввиду ее ведущей роли в системе теплоснабжения Сосновоборский городской округ и текущего режима работы котельной СМУП «ТСП», направленного на стабилизацию гидравлического режима в системе теплоснабжения. Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения приведены в таблице 76.

**Таблица 76 – Радиус эффективного теплоснабжения существующих источников тепловой энергии**

Наименование источника	Ленинградская АЭС	Котельная СМУП «ТСП»	Новая газовая котельная
Площадь теплоснабжения, км <sup>2</sup>	5,296		0,1571
Число абонентов в зоне действия котельной	950		9
Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/час	534,416		12,046
В- среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения	179,38		57,288
П - теплоплотность района, Гкал/км <sup>2</sup>	100,91		76,68
Δt - расчетный перепад температур теплоносителя	80		25
Радиус эффективного теплоснабжения, км	11,95		0,671

Радиус эффективного теплоснабжения с учетом трубопровода Ду1200 от ТФУ ЛАЭС-2 составляет 11,95 км.

Анализ данных, приведенных в таблице 76, позволяет сделать вывод о том, что все потребители, подключенные к системе теплоснабжения с учетом планируемых приростов новых абонентов, находятся в радиусе эффективного теплоснабжения источника теплоснабжения.

**7.16. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии**

Основным направлением развития системы централизованного теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа является реализация мероприятий по сохранению существующей системы, с проведением работ по модернизации устаревшего оборудования и заменой ветхих участков тепловых сетей.

В 2022 году выполнены проектные работы по строительству второй очереди ЛАЭС-2 (блоков 3 и 4), что положительно сказывается на численности населения города в дальнейшем.

В рамках Инвестиционной программы АО «Концерн Росэнергоатом» на 2023 год было запланировано выполнение мероприятий по следующим инвестиционным проектам:

*Ленинградская АЭС:*

- продолжение работ по модернизации и строительству комплекса по переработке и хранению РАО;
- отделение приема и отправки транспортных упаковочных комплектов (ОПО ТУК);
- комплекс по хранению и переработке РАО на Ленинградской АЭС III пусковой комплекс;
- реализация мероприятий по обеспечению безопасной и устойчивой работы действующих энергоблоков АЭС;
- реконструкция фильтровально-очистных сооружений резервного независимого источника водоснабжения Ленинградской АЭС (ФОС-1) с увеличением производительности и внедрением альтернативной технологии обработки воды;

– реконструкция фильтровально-очистных сооружений основного источника водоснабжения Ленинградской АЭС (ФОС-2, 3) с увеличением производительности и внедрением альтернативной технологии обработки воды;

– реконструкция открытого распределительного устройства 330 кВ, реконструкция открытого распределительного устройства 750 кВ (ОРУ 750 кВ) и автотрансформатора ЗАТ Ленинградской АЭС.

*Ленинградская АЭС-2:*

– строительство отдельно стоящего защищенного пункта управления противоаварийными действиями с противорадиационным укрытием в районе эвакуации Ленинградской АЭС-2 в городе Волосово Ленинградской области (ЗПУПД РЭ);

– реконструкция железнодорожного пути необщего пользования между станцией Калище Октябрьской ж/д и промышленной зоной Ленинградской АЭС- 2 протяженностью 7,06 км;

– строительство объединенной насосной станции противопожарного водоснабжения и автоматического водяного пожаротушения;

– строительство трансформаторной подстанции 110/10 кВ с трансформатором открытой установки мощностью 25 МВА для электроснабжения строительства энергоблоков №3, № 4 Ленинградской АЭС-2;

– проведение инженерных изысканий на строительство азотной компрессорной станции (АКС) для обеспечения подачи азота к потребителям зданий четырех энергоблоков ВВЭР Ленинградской АЭС;

– утверждение проектной документации на строительство энергоблоков № 3, 4 Ленинградской АЭС-2 - выполнено;

– получение в Госкорпорации «Росатом» разрешений на строительство энергоблоков № 3, 4 Ленинградской АЭС-2 и получение лицензии на сооружение ядерных установок энергоблоков № 3, 4 Ленинградской АЭС-2. Для энергоблока № 3 - получено, для энергоблока № 4 - планируется в 4 квартале 2023 года.

**7.17. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью**

На источниках тепловой энергии, на которых планируется подключение перспективной тепловой нагрузки, на перспективу развития имеется достаточный резерв тепловой мощности.

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

Фактические данные по объему выработки электрической энергии существующего источника тепловой энергии функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии отсутствуют или не предоставлены.

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

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии представлен в п. 4.1. Главы 4.

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

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



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

В результате актуализации настоящего раздела решены следующие задачи:

- обоснование реконструкции тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей;
- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

### **8.1. Реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)**

Реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не планируется.

### **8.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города**

На территории Сосновоборского городского округа планируется строительство сетей теплоснабжения для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. Перечень объектов (мероприятий), планируемых к реализации на территории Сосновоборского городского округа представлен ниже. Перспективные зоны капитального строительства с нанесением трассировки тепловых сетей на территории Сосновоборского городского округа представлены в Главе 2 настоящей схемы.

#### *Северный и Северо-Западный планировочные районы*

Для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей Северного и Северо-Западного планировочных районов при сохранении высокого уровня надёжности системы теплоснабжения настоящая схема предусматривает строительство многокольцевой системы трубопроводов в Северо-Западном планировочном районе с диаметрами магистральных трубопроводов ДУ200 – ДУ500.

Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра при прокладке магистральных и внутриквартальных сетей для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей приведена в таблице 77.

**Таблица 77 – Перечень перспективных трубопроводов для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северного и Северо-Западного планировочных районов**

Предполагаемый год проведения работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
	Северо-Западный районы				
по мере предоставления земельных участков под застройку	Пав. 9	-	613,81	-	500
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	121,36	-	400
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	62,09	-	350
по мере предоставления земельных участков под застройку	1/Н	-	416,39	-	300
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	-	292,92	-	250
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	724,12	-	250
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	623,74	-	200
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	101,3	-	175
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	76,19	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	66,38	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	новая ТК	52,2	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	МЖД 16 мкр.	22,2	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	МЖД С-ЗР	50,01	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	ИЖД С-ЗР	17,2	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	202,69	-	300
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	Новая ТК	232,41	-	200
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	42,04	-	175
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-88	Н	530	-	175
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	-	14,89	-	150
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	Новая ТК	42,6	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	52,44	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	МЖД С-ЗР	52,57	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	Н	141,83	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	ИЖД С-ЗР	19,35	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 16 мкр.	7,9	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ЗПУ ЛАЭС	183	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-36/6	ФОС	162	-	125

Предполагаемый год проведения работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-99	д/сад Липовский пр.29а	421	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	246,62	-	350
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	195,08	-	300
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	434,42	-	200
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	170,6	-	150
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	Новая ТК	52,92	-	150
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Н	25,57	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	22,33	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	МЖД С-ЗР	57,98	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	Новая ТК	159,63	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	ИЖД С-ЗР	18,6	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	МЖД 16 мкр	18,8	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	168,2	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-17/9	Аптека	20	-	25
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-63	офисное здание административно-спортивное	165	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-45	Храм ул. Молодежная	30	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-91	здание универсама, ул. Парковая, д.60а	167	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ул. Афанасьева, д.7	65	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ул. Афанасьева, д.5	20	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ул. Афанасьева, д.16 а	128	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	16,25	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 16 мкр.	98,35	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	-	40,27	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	МЖД С-ЗР	23,18	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	Новая ТК	125,7	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	новая ТК	ИЖД С-ЗР	15,94	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	42,74	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 16 мкр.	81,35	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД С-ЗР	46,05	-	50

Предполагаемый год проведения работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	Новая ТК	111,42	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	ИЖД С-ЗР	21,11	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	Объект розн. торговли	41	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Досугово развлекательный центр	24,59	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-41/4	офисное здание, ул. Афанасьева, д.68	185	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	28,26	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	-	191,79	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ИЖД С-ЗР	19,74	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку			92,16	-	200
по мере предоставления земельных участков под застройку	Н	д/с на 280 мест	43,29	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 17 микрорайон	37,13	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-91	Амб.-пол. отд.	69,38	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД 16 мкр.	41,34	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-90	ЖЭО, ул. Парковая, д.23	25	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Ледовая арена	215	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Здание магазина	78	-	25
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-18/7	Здание офисного центра	68	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-76	Предприятие общественного питания	28	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ул. Ленинградская, д.37 (АБК-1) АБК2	350	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Объекты бытового обслуживания, ул. Молодежная	67	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	новая ТК	702,47	-	300
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД микрорайон Ручьевск	32,61	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД С-ЗР	54,17	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	Новая ТК	новая ТК	92,45	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	ИЖД, ул. Афанасьева	164	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Прочие (ОКС)	757	-	50

Предполагаемый год проведения работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-66/10	Прочие (обувная мастерская)	39	-	25
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД ул. Парковая, д. 11	115	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	9/п	МЖД д.15 ул. Советская	61	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	ТК-31	ИЖД, ул. Морская	508	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	-	72,41	-	175
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД микрорайон Ручьевск	64,63	-	125
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	Школа на 600 мест	30,81	-	100
по мере предоставления земельных участков под застройку	-	МЖД С-ЗР	11,98	-	50

Примечание – В таблице 77 представлены ориентировочные протяженности и диаметры перспективных тепловых сетей. Точные технические характеристики будут известны по итогам разработки проектно-сметной документации

#### *Северо-Восточный планировочный район*

На расчётный срок до 2032 года в Северо-Восточном планировочном районе ожидается застройка среднеэтажными и малоэтажными жилыми, а также общественными зданиями. Застройка Северо-Восточного планировочного района включает в себя застройку квартала «Искра».

Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей представлена в таблице 78.

**Таблица 78 – Перечень перспективных трубопроводов для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северо-Восточного планировочного района**

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
Северо-Восточный район						
по мере предоставления земельных участков под застройку	1	ТК-26/7	Детский сад на 240 рабочих мест с бассейном			
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	46	новый узел	194,68	-	250
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	новая ТК	24,08	-	250
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	ТК-47	Торговый центр	160	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	-	Здание магазина продтоваров, пр. Александра Невского, д.18	45	-	40

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Ду мм старый	Ду мм новый
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	новая ТК	68,17	-	175
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	новая ТК	135,66	-	150
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	новая ТК	44,72	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	МЖД, 69, кв. "Искра"	35,01	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	МЖД, 70, кв. "Искра"	31,15	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	новый узел	85,78	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	РЭУ, С-ВР	6,35	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	МЖД, 71, кв. "Искра"	86,23	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	новая ТК	44,41	-	50
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	Маг/апт., С-ВР	15,59	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новая ТК	МЖД, 72, кв. "Искра"	9,66	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	ДОУ, С-ВР	56,82	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	новый узел	новый узел	9,67	-	50

Примечание – В таблице 78 представлены ориентировочные протяженности и диаметры перспективных тепловых сетей. Точные технические характеристики будут известны по итогам разработки проектно-сметной документации

#### *Восточный и Южный планировочные районы*

На расчетный срок до 2032 года в Восточном и Южном промышленных районах ожидается индивидуальная жилая застройка микрорайона «Старое Калище», а также постройка двух общественных зданий. Ориентировочная потребность в трубопроводах различного диаметра для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей приведена в таблице 79.

**Таблица 79 – Перечень перспективных трубопроводов для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Восточного и Южного промышленных планировочных районов**

Предполагаемый год проведения работ	Категория работ	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Диаметр мм старый	Диаметр мм новый
Восточный и Южный промышленные планировочные районы						
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	-	Деловые и обслуживающие здания	162	-	70
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	-	Александра Невского, д.35	70	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	20/п	Восточный	32	-	25
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	т/с по подвалу ж/д №5 ул. Мира	Восточный общ. Постройки	75	-	25
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	Врезка на Александра Невского 7,11	Пожарное депо	48,32	-	40
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	ТК-3	Торговый центр	115	-	80
по мере предоставления земельных участков под застройку	2	Пав-УАТ (Промышленная зона)	Автодром	566,72	-	40

Примечание – В таблице 79 представлены ориентировочные протяженности и диаметры перспективных тепловых сетей. Точные технические характеристики будут известны по итогам разработки проектно-сметной документации

Для обеспечения теплоснабжения перспективной застройки, ограниченной ул. Академика Александрова, ул. Парковая, ул. Красных Фортиков, ул. Коблицкого предусмотрено строительство тепловых сетей. Ориентировочная общая протяженность составляет 1200 метров. Точные технические характеристики будут известны по итогам разработки проектно-сметной документации.

**8.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения**

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от разных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения не предусматривается.

**8.4. Строительство, реконструкция и (или) модернизация 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 работы или ликвидация котельной Схемой теплоснабжения не предусматривается.

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения запланированы мероприятия по строительству и модернизация тепловых сетей, представленные в таблице 80, п. 8.5.

**8.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения**

В соответствии с методическими указаниями по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии надёжность работы тепловой сети определяется на основании статистики аварий на участках трубопровода за предыдущие пять лет и времени, затраченном на их устранение.

На расчётный срок необходима реконструкция тепломагистрали 2Ду1000 протяженностью 6585 м от здания БРТ до здания 720 в связи с исчерпанием ресурса. Кроме того, для повышения надёжности тепловой сети от БРТ до городской зоны в этот же период необходима прокладка резервирующего трубопровода 1Ду800 протяженностью 6585 м.

Для повышения надёжности теплоснабжения микрорайонов городской черты путем резервирования трубопроводов предусмотрено строительство ряда перемычек. Полный перечень мероприятий по тепловым сетям, используемых СМУП «ТСП», приведен в таблице 80.

**Таблица 80 – Мероприятия по повышению надёжности и пропускной способности тепловых сетей**

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей					



Наименование мероприятий	Диаметр, Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Строительство тепловых сетей от ТК-30/3 до новой ТК между ТК-21 и ТК-22 Ду 150	150	0	117	2026	2026
Строительство тепловых сетей от новой ТК до ж/д 16 по ул. Малая Земля Ду 150	150	0	50	2026	2026
Строительство тепловых сетей от вывода т/с Ду 500 до зд. 720 (трубопроводы Ду700 Город-1) Ду 500 надземная на опорах	500	0	50	2026	2026
Строительство тепловых сетей от ТК-35 до ТК-99 Ду 400	400	0	591	2027	2027
Строительство тепловых сетей от новой ТК между ТК-65 и ТК-66 до новой ТК между ТК-63 и ТК-64 Ду 300мм	300	0	140	2027	2027
Строительство тепловых сетей от ТК-71/10 до новой ТК (школа 7) Ду 125мм	125	0	260	2028	2028
Строительство тепловых сетей от Павильона 8 до новой ТК (за ТК-38) Ду 250	250	0	50	2028	2028
Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-17/4 Ду 150	150	0	200	2028	2028
Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-30/4 Ду 100	100	0	305	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов					
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-20 до ТК- 94 Ду 400	400	32	32	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-15/3 до ТК-16/3 Ду 300	300	107	107	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-5 до ТК-7 Ду 400мм	400	275	275	2025	2025
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 5 до ТК-62 Ду 700мм	700	10	10	2034	2034
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 через реку Коваш Ду 700мм надземная на опорах	700	40	40	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей по ж/д 17 по ул. Солнечной до ТК-30/3 с Ду 100 на Ду 150	150	98	98	2040	2040
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	90	90	2037	2037
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм	700	66	66	2038	2038
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-1 до ТК-2 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	84,5	84,5	2038	2038
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-42 до ТК-40 Ду 700мм	700	199	199	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-85 до ТК-87 Ду 300мм	300	228,9	228,9	2039	2039
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-26/2 до ж/д 28 по ул. Ленинградской с Ду 80 на Ду 100	100	132	132	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от ж/д 24 до ж/д 20 по ул. Ленинградской Ду 100	100	109	109	2033	2033

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-66 до новой ТК (между ТК-65 и ТК-66) Ду 300мм	300	125	125	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-41 до ТК-49/10 Ду 300мм	300	54	54	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-8 до ТК-5/3 Ду 300мм	300	309	309	2039	2039
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-79 до ТК-80 Ду 400мм	400	87	87	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-40 до ТК-87 Ду 300мм	300	97	97	2033	2033
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до Павильона 4 Ду 700мм	700	95	95	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей от Павильона 4 до ТК-45 Ду 700мм	700	270	270	2030	2030
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-45 до ТК-44 Ду 700мм	700	117	117	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей от новой ТК (школа 7) до ТК-32/10 Ду 125	125	91	91	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-74 до ТК-20 Ду 300мм	300	138	138	2041	2041
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-75 до ТК-74 Ду 300мм	300	94	94	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-76 до ТК-75 Ду 300мм	300	98	98	2031	2031
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-76 Ду 300мм	300	168	168	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-54 Ду 300мм	300	100	100	2035	2035
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-54 до ТК-53 Ду 300мм	300	24	24	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-53 до ТК-52 Ду 300мм	300	91	91	2030	2030
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-52 до ТК-51 Ду 300мм	300	136	136	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-51 до ТК-50 Ду 300мм	300	78	78	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-50 до ТК-49 Ду 300мм	300	67	67	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-49 до ТК-48 Ду 300мм	300	67	67	2032	2032
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-48 до ТК-47 Ду 300мм	300	64	64	2029	2029
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-47 до Павильона 5 Ду 300мм	300	232	232	2028	2028
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-49/10 до ТК-50/10 Ду 350мм	350	100	100	2029	2029
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-61 до Павильона 5 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	439	439	2041	2041
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 до ТК-61 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	600	600	2043	2043
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-62 до ТК-46 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	510	510	2034	2034

Наименование мероприятий	Ду	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до ТК-95 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	630	630	2034	2034
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-40 до ТК-39 Ду 700мм	700	162	162	2032	2032
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-39 до Павильона 8 Ду 700мм	700	300	300	2037	2037
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-50/10 до ТК-51/10 Ду 300мм	300	122,7	122,7	2041	2041
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-51/10 до ТК-52/10 Ду 300мм	300	28	28	2042	2042
Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-6 через ТК-13/3, ТК-14/3 до ТК-15/3 Ду 250мм	250	111	111	2033	2033
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.3 от ТК-16/3 через ТК-17/3,19/3, 20/3 до ТК-21/3 Ду 200мм	200	219	219	2033	2033
Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от зд. 720 до ТК-1 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	282	282	2040	2040
Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм подающая надземная на низких опорах	500	115,2	115,2	2032	2032
Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм обратная надземная на низких опорах	500	115,2	115,2	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.15 от ТК-58 через ТК-57, ТК-56, ТК-55 до ТК-54 Ду 300мм	300	305	305	2034	2034
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-5 через ТК-98, ТК-14, ТК-18 до ТК-16 Ду 500мм	500	419	419	2038	2038
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	104	104	2040	2040
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	310	310	2042	2042
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 600мм	600	29	29	2032	2032
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 400мм	400	22	22	2032	2032
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ)	100	10	10	2030	2030

Наименование мероприятий	Ди	Протяженность тепловых сетей, м		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
		до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Д100мм					
Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 50мм	50	9	9	2030	2030
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.4 от ТК-94 до ТК-22 Ду 250мм	250	419	419	2036	2036
Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.7 от пав.№ 8 до ТК-38 Ду 500мм	500	77	77	2039	2039
Капитальный ремонт транзитной тепломагистали от котельной т.А до т.Б Ду 600мм	600	67	67	2042	2042
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.13 от ТК-16 до ТК-20 по ул. Космонавтов	500	445	445	2032	2032
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.13 от ТК-5 до ТК-16 (через ТК-98, ТК-14, ТК-15).	500	419	419	2034	2034
Капитальный ремонт КР магистральная т/с мкр.7А от ТК-38 до ТК-90 (через ТК-89)	500	336	336	2034	2034
Капитальный ремонт КР магистральная т/с от ТК-52 включая т/с по подвалам ж/д №22, 26 по ул. Солнечная, ж/д №7,5,9 по ул. Красных Фортиков до ТК-13/9, 14/9 включая т/с по подвалам ж/д №8 до ТК7/9 и до узлов ввода в ж/д №3, 10, 12 по ул. Малая Земля от ТК-51 до ТК-1/9 (т/с мкр.9 от ТК-52 до ТК-29/9	300	124	124	2034	2034
Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения					
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от ТК-46 до павильона №9	-	-	-	2027	2027
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от павильона №5 (ТК-62) до ТК-46	-	-	-	2030	2030
Замена теплоизоляции наружной магистральная т/с от павильона №5 в сторону ТК-61	-	-	-	2031	2031
Замена теплоизоляции т/с мкр.10А от ТК-87 через ТК-40Ю ТК-41, ТК-42 до ТК-65	-	-	-	2032	2032

### **8.6. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

Существующие магистральные трубопроводы на участке от БРТ до здания 720 имеют достаточную пропускную способность для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки потребителей Сосновоборского городского округа на расчетный срок до 2032 года, при условии ввода насосной станции 2 подъема на БРТ. Ввод насосной станции 2 подъема в

работу после ее реконструкции, позволит компенсировать гидравлические потери в трубопроводах при увеличении расходов теплоносителя.

Реконструкция и модернизация морально изношенных участков тепловых сетей позволяет получить эффективность, как со стороны экономической целесообразности в части снижения потерь тепловой энергии, так и повышения надежности и качества теплоснабжения потребителей тепловой энергии. Мероприятия по модернизации тепловых сетей представлены в п. 8.5.

#### **8.7. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Основная доля тепловых сетей на территории Сосновоборского городского округа вводилась в эксплуатацию совместно с источниками теплоснабжения, к которым они присоединены. Впоследствии производилась частичная перекладка и реконструкция аварийных участков, прокладывались трубопроводы для подключения новых потребителей.

Основная часть тепловых сетей городского округа была введена в эксплуатацию в 1983-1998 гг. и, соответственно, выработала свой ресурс, превысила срок службы, имеет 100 процентный износ и нуждается в реконструкции. Тепловая изоляция на многих участках тепловых сетей сильно повреждена, что является причиной повышенных тепловых потерь.

С целью поддержания безаварийной работы тепловых сетей в отопительном периоде, в качестве первоочередных мероприятий предлагается плановая замена участков действующих сетей по результатам порывов на них в течение отопительного сезона, а также сетей с вышедшим нормативным сроком эксплуатации. В качестве изоляционного материала предлагается использовать пенополиуретан (ППУ). Основным эффектом от реализации данного мероприятия является снижение тепловых потерь при передаче теплоносителя от источника до потребителей и повышение надежности теплоснабжения потребителей. Кроме того, снижение тепловых потерь приведет к снижению объема отпуска тепловой энергии в сеть и, соответственно, позволит снизить потребление топлива на производство тепловой энергии, то есть увеличится эффективность использования топлива в системах теплоснабжения.

Участки тепловых сетей, на которых в соответствии с данным технико-экономическим обоснованием будет проводиться модернизация, характеризуются высокой повреждаемостью, большими сверхнормативными тепловыми потерями и, как следствие, недостаточной (ниже расчётной) экономичностью эксплуатации тепловых сетей, что влечет низкое качество оказания услуг теплоснабжения.

Перечень мероприятий по строительству и реконструкции объектов концессионного соглашения представлен в таблице 80 п. 8.5.

*Мероприятия по замене секционирующей арматуры*

По состоянию на 01.01.2024 г. на тепловых сетях СМУП «ТСП» ряд секционирующей арматуры находится в неудовлетворительном состоянии. Схема теплоснабжения Сосновоборского городского округа предусматривает восстановление секционирующей арматуры. Перечень необходимых мероприятий приведен в таблице 81.

**Таблица 81 – Перечень мероприятий по замене секционирующей арматуры**

Наименование мероприятий	Количество арматуры		Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия
	до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: здание 720 Ду 800 - 2 шт., Ду 600 - 4 шт., Ду 500 - 6 шт.	12	12	2031	2035
Реализация проекта установки автоматизированных тепловых пунктов на здания котельной	1	1	2034	2034
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 3 Ду 800 - 2 шт., Ду 400 - 6 шт., Ду 300 - 6 шт.	17	17	2035	2035
Мероприятия по замене сужающих устройств у потребителей и разработке эксплуатационных режимов тепловой сети при изменении действующего температурного графика	1	1	2035	2035
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 4 Ду 800- 2 шт.	2	2	2036	2036
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 5 Ду 800- 2 шт.	2	2	2037	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 9, з/а Ду 800- 1 шт.	2	2	2037	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 7 Ду 800- 2 шт.	2	2	2036	2036
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 8 Ду 500 - 4 шт.	6	6	2033	2037
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 3 Ду 800- 2 шт.	2	2	2033	2033
Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 2 Ду 800 - 2 шт., Ду 300 - 4 шт., Ду 250 - 6 шт.	12	12	2037	2037

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса для обеспечения надежности системы теплоснабжения и

перспективных приростов тепловой нагрузки, а также очередность замены тепловых сетей со сроком службы, превышающим 35 лет, приведена в таблице 82.

**Таблица 82 – Перечень участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть 1 мкр. от врезки к ж/д № 4 по ул. Комсомольская до т/узла ж/д	14	50	подземная канальная	1961	62	2024
Т/сеть 1 мкр. от врезки к ж/д № 6 по ул. Комсомольская до т/узла ж/д	14	50	подземная канальная	1961	62	2024
Т/сеть 1 мкр от ТК- 5/1 до т/узла ж/д № 8 по ул. Комсомольская	14	70	подземная канальная	1961	62	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-13/3 до ТК-32/3	60	125	подземная канальная	1963	60	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-32/3 до т/узла ж/д № 23 по ул. Комсомольская	22	80	подземная канальная	1963	60	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-32/3 до т/узла ж/д № 21 по ул. Комсомольская	86	125	подземная канальная	1963	60	2024
Т/сеть от ТК-5 до ТК-6	145	400	подземная канальная	1965	58	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-6 (через ТК-7, ТК-8, ТК-9, ТК-10) до ТК-11 по ул. Комсомольская	498	400	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон6 от ТК-16/6 до ТК 17/6	8	125	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-17/6 до т/узла здание гаражей	5	550	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-17/6 до врезки на здание	38	125	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от врезки на здание до ТК-18/6	24	100	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-18/6 до ТК-20/6	92	100	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-26/6 до ТК-27/6	48	70	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-26/6 до т/узла цеха ППУ "Тепловые сети"	12	50	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-27/6 до ТК-28/6	35	50	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-27/6 до т/узла администр. здание цеха "Тепловые сети"	20	50	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-28/6 до т/узла бытового корпуса цеха "Тепловые сети"	57	50	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-18/6 до ТК-19/6 на территории цеха "Водоснабжения"	30	100	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-19/6 до т/узла здание № 7 (насосная станция 12) на территории цеха "Водоснабжения"	43	70	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от т/узла здание № 7 (насосная станция 12) до т/узла	78	70	подземная канальная	1965	58	2024

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
здание № 6 (ФОС-1) цеха "Водоснабжения"						
Нар. т/с микрорайон 6 от ТК-19/6 до врезки т/с к зданию № 1а (сауна) цеха "Водо- снабжения"	127	70	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от врезки т/с к зданию № 1а (сауна) до т/узла здание № 1а на территории цеха "Водоснабжения"	17	50	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от врезки т/с к зданию № 1а (сауна) до ТК-23/6 на территории цеха "Водоснабжения"	100	70	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-23/6 до т/узла здание № 1 (насосная станция 13) на территории цеха "Водоснабжения"	18	50	подземная канальная	1965	58	2024
Нар.т/с микрорайон 6 от ТК-23/6 до ТК-22/6 на территории цеха "Водоснабжения"	47	70	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-22/6 до т/узла здание № 3 (административное) на территории цеха "Водоснабжения"	18	50	подземная канальная	1965	58	2024
Т/с микрорайон 6 от ТК-23/6 до т/узла здание № 4 (проходная) на территории цеха "Водоснабжения"	18	40	подземная канальная	1965	58	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-10 до т/узла ж/д № 13 по ул. Комсомольская	32	200	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 13 по ул. Комсомольская до ТК-12а/2	33	200	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-12а/2 до ТК-12/2	40	200	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-12/2 до ТК-30/2	32	80	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-30/2 до т/узла здание № 11 по ул. Комсомольская (шк.)	64	80	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла здание № 11 (шк.) до т/узла ж/д № 9 по ул. Комсомольская	30	50	подземная канальная	1966	57	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-14а/2 до ТК-14/2	23,3	150	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-14/2 до ТК-15/2	16	150	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-15/2 до ТК-18/2	61	150	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-18/2 до ТК-17/2	21	150	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-18/2 до т/узла №1 здание № 1а по ул. Высотная (д/сад)	54	70	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-18/2 до т/узла №2 здание № 1а по ул. Высотная (д/сад)	65	100	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-15/2 до т/узла ж/д № 1 по ул. Высотная	16	50	подземная канальная	1967	56	2024



Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-17/2 до т/узла ж/д № 3 по ул. Высотная	14	50	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-5 до ТК-6 (через ТК-97)	145	400	подземная канальная	1967	56	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла №2 здание № 1а по ул. Высотная (д/сад) до ТК-19/2	63	100	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-19/2 до т/узла ж/д № 14 по ул. 50 лет Октября	15	70	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-19/2 до т/узла ж/д № 12 по ул. 50 лет Октября	56	80	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-9/2 до т/узла ж/д № 13 по ул. Ленинская	63	50	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-1/2 до т/узла ж/д № 2 по ул. Ленинградская	33	200	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от т/узла ж/д № 2 по ул. Ленинградская до ТК-5/2	48	200	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-5/2 до ТК-6/2	64	150	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-6/2 до врезки на "Малахит" в подвале ж/д № 8 по ул. Ленинградская	70	150	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от врезки на ж/д до т/узла ж/д № 2 по ул. Ленинградская	12	70	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-5/2 до т/узла ж/д № 4 по ул. Ленинградская	12	50	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-6/2 до т/узла ж/д № 6 по ул. Ленинградская	12	70	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-14/2 до насосной станции (в районе ГПР)	52	50	подземная канальная	1968	55	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-9/2 через ТК-8/2 до т/узла ж/д № 14 по ул. Ленинградская и от ТК-9/2 до т/узла ж/ж № 20 по ул. Ленинградская	126	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 20 до т/узла ж/д № 22 по ул. Ленинградская	68	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 22 до т/узла ж/д № 24 по ул. Ленинградская	58	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 24 до т/узла ж/д № 26 по ул. Ленинградская	60	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 26 до т/узла ж/д № 28 по ул. Ленинградская	58	100	подземная канальная	1969	54	2024
то же	15	50	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-21/2 до ТК-22/2	24	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-22/2 до ТК-23/2	45	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-23/2 до ТК-24/2	43	150	подземная канальная	1969	54	2024

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-24/2 до т/узла №1 ж/д № 6 по ул. 50 лет Октября	34	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла №2 ж/д № 6 до т/узла №1 здание № 4 (почта) по ул. 50 лет Октября	38	70	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла №2 ж/д № 6 до т/узла №1 здание № 4 (почта) по ул. 50 лет Октября	45	70	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла №1 до т/узла №2 здание № 4 (почта) по ул. 50 лет Октября	20	40	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-23/2 до т/узла ж/д № 2 по ул. Высотная	37	50	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-24/2 до т/узла ж/д № 4 по ул. Высотная	45	50	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 7 до т/узла ж/д № 9 по ул. Высотная	72	50	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-17/2 до ТК-20/2	80	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-20/2 до ТК-21/2	53	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-20/2 до т/узла ж/д № 5 по ул. Высотная	38	50	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-21/2 до т/узла ж/д № 7 по ул. Высотная	42	80	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-13/2 до т/узла №1 ж/д № 15 по ул. Комсомольская	30	80	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-13/2 до т/узла здание № 16 по ул. 50 лет Октября (Сосновый Бор)	66	70	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от ТК-16/2 до т/узла ГРП	14	40	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от врезки на "Малахит" в подвале ж/д до т/узла ж/д № 8 по ул. Ленинградская	75	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 2 от т/узла ж/д № 8 по ул. Ленинградская до ТК-7/2	76	70	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-8 до ТК-1/3	99	300	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-1/3 до ТК-2/3	79	300	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-2/3 до ТК-5/3	131	300	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-5/3 до врезки на здания №2 и №4, ставку по ул. Сибирская	80	150	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от врезки на т/узел ж/д № 4 по ул. Сибирская до ТК-6/3	27	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-6/3 до врезки на т/узел ж/д № 6 по ул. Сибирская	50	100	подземная канальная	1969	54	2024
Т/с 6 микрорайон от т/узла ж/д. № 8 по ул. Ленинградская до ТК-1/6	40	125	подземная канальная	1969	54	2024
Т/с 6 микрорайон от ТК-1/6 до ТК-2/6	115	100	подземная канальная	1969	54	2024

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть мкр. от ТК- 8/1 до т/узла здание № 18 по ул. Комсомольская	18	80	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон2 от ТК-22/2 через ТК-39/2, ТК-40/2 до т/узла здание №19 по ул. Ленинградская (центр "Надежда")	136	70	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3, от врезки на ТУ по подвалу ж/д № 8 по ул. Сибирская до ТК 8/3	58	70	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3, от врезки на т/узел по подвалу ж/д № 10 по ул. Сибирская до ТК- 9/3	49	70	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-9/3 до т/узла ж/д № 12 по ул. Сибирская	78	70	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел по подвалу до т/узла ж/д № 8 по ул. Сибирская	6	70	подземная канальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-29/3 до т/узла ж/д № 13 по ул. Солнечная	68	100	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-29/3 до врезки на т/узел ж/д № 15 по ул. Солнечная	22	100	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от т/узла ж/д № 13 до врезки на т/узел ж/д № 11 по ул. Солнечная	54	100	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел ж/д № 13 до врезки на т/узел ж/д № 11 по ул. Солнечная	54	80	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел до т/узла ж/д № 11 по ул. Солнечная	7	70	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел до т/узла ж/д № 9 по ул. Солнечная	8	70	подвальная	1970	53	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-15/3 до ТК-16/3	107	200	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-16/3 до ТК-17/3	48	200	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-17/3 до ТК-19/3	78	200	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-19/3 до ТК-20/3	71	200	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-20/3 до ТК-21/3	22	200	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел здание № 14 по ул. Космонавтов (шк. №2) до ТК-26/3	97	150	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-26/3 до ТК-25/3	68	150	подземная канальная	1971	52	2024
Т/сеть микрорайон3 от ТК-25/3 до ТК-24/3	17	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от ТК-24/3 до врезки в подвале ж/д № 16 по ул. Сибирская	8	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от врезки в подвале ж/д № 16 по ул. Сибирская до врезки в подвале ж/д № 14 по ул. Сибирская	42	150	подземная канальная	1971	52	2025

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон3 от врезки в подвале ж/д № 14 по ул. Сибирская до ТК-27/3	70	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от ТК-27/3 до врезки на т/узел к ж/д № 17 по ул. Солнечная	20	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от т/узла ж/д № 17 по ул. Солнечная до ТК-30/3	56	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел к ж/д № 17 по ул. Солнечная до ТК-28/3	34	125	подземная канальная	1971	52	2025
Наружная т/трасса микрорайон3 от ТК25/3 до ГРП (это шк. теплица)	15	40	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от врезки на т/узел до т/узла здание № 14 по ул. Космонавтов (шк. №2)	6	70	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от ТК-25/3 до т/узла ж/д № 16 по ул. Космонавтов	56	50	подземная канальная	1971	52	2025
Т/с 6 мкр от ТК-1/6 до т/узла зд .№ 5 по ул. Ленинградская (Малахит)	54	100	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон13 от ТК-5 через ТК-98, ТК-14, ТК-18 до ТК-16	419	500	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-5 через ТК-71, ТК-70, ТК-69, ТК-68, ТК-67 до ТК-66	545	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-66 до ТК-65	218	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-65 до ТК-64	6	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-64 до ТК-63	134	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-63 до ТК-58	178	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-58 до ТК-59	325	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-59 до ТК-10/14	65	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-10/14 до ТК-11/14	38	300	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-9/14 до ТК-8/14	83	150	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-8/14 до ТК-7/14	30	100	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-7/14 до ТК-6/15	61	100	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-6/14 до т/узла здание № 9а по ул. Петра Великого	14	80	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-7/14 до т/узла здание ХХХ по ул. Петра Великого	5	50	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон14 от ТК-8/14 до т/узла здание 9б по ул. Петра Великого	5	50	подземная канальная	1971	52	2025
Т/сеть микрорайон3 от ТК-29/3 до т/узла здание № 15а по ул. Солнечная	23	50	подземная канальная	1972	51	2025

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон13 от ТК-77 до ТК-54	100	300	подземная канальная	1972	51	2025
Т/сеть микрорайон13 от ТК-77 до ТК-76	168	300	подземная канальная	1972	51	2025
Т/сеть микрорайон13 от ТК-76 до ТК-75	98	300	подземная канальная	1972	51	2025
Т/сеть микрорайон13 от ТК-75 до ТК-74	94	300	подземная канальная	1972	51	2025
Т/сеть микрорайон13 от ТК-74 до ТК-20	138	300	подземная канальная	1972	51	2025
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-14/9 до ТК-15/9	59	125	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-15/9 до ТК-17/9	18	100	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-15/9 до т/узла ж/д № 14 по ул. Малая Земля	71	100	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-52 до ТК-29/9	124	250	подземная канальная	1973	50	2025
то же	58	70	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-1/9 до ТК-51	148	200	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 7 по ул. Кр. Фортов	9	200	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 7 по ул. Кр. Фортов	48	200	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от т/узла №3 ж/д № 7 по ул. Кр. Фортов до ТК-5/9	57	200	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от стенки ж/д № 7 по ул. Кр. Фортов до ТК-2/9	41	70	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от т/узла №3 ж/д № 7 по ул. Кр. Фортов до ТК-3/9	72	80	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-3/9 до т/узла ж/д № 9 по ул. Кр. Фортов	70	80	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-5/9 до т/узла ж/д № 3 по ул. Малая Земля	59	70	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-6/9 до т/узла ж/д № 8 по ул. Малая Земля	74	100	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-6/9 до ТК-13/10	31	150	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть от ТК-20 до ТК-94	30,6	400	подземная канальная	1973	50	2025
Т/сеть микрорайон2 от ТК-16/2 до т/узла здание общественного туалета	14	50	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон2 от насосной станции до ТК-16/2	57	40	подземная канальная	1974	49	2025
Т/с 6 микрорайон от ТК-20/6 до ТК-21/6	18	70	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-96 до т/узла ж/д № 4 по Пр. Героев	70	125	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от т/узла ж/д № 4 по Пр. Героев до ТК-1/8	39	125	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-7/8 через ТК-8/8 до ТК-9/8	50,7	125	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-8/8 до здания КН	15	40	подземная канальная	1974	49	2025

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон8 от т/узла №6 ж/д № 14 по ул. Солнечной до ТК-2/8	5	40	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-2/8 до т/узла здание № 16 по ул. Солнечной	48	40	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-96 до ТК-79	16,6	200	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-79 через ТК-79а до ТК-80	87,3	400	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от ТК-80 до т/узла ж/д № 6 по Пр. Героев	62,9	125	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон8 от т/узла ж/д № 6 по Пр. Героев через ТК-4/8 до врезки на ж/д № 14 по Пр. Героев	76,9	100	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон9 от т/узла ж/д № 6 по ул. Малая Земля до ТК-8/9	6	70	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-8/9 до т/узла здание № 4 по ул. Малая Земля	44	70	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон9 от ТК-1/9 до т/узла ж/д № 7 по ул. Молодежная	104,5	80	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон15 от ТК-50 до ТК-5/15	44	125	подземная канальная	1974	49	2025
Т/сеть микрорайон3 от ТК-19/3 до ТК-31/3	8	125	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от ТК-31/3 до т/узла зд. № 9 по ул. Сибирская	10	80	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от ТК-31/3 до врезки на здание № 7 по ул. Сибирская	86	100	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от врезки на здание № 7 до т/узла зд.7 по ул. Сибирская	12	70	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от врезки на здание № 7 по ул. Сибирская до ТК-22/3	19	70	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от ТК-32/3 до т/узла здание № 7а по ул. Сибирская	10	50	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от ТК-32/3 до т/узла здание № 11 по ул. Сибирская	32	50	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-2/6 до т/узла здание № 7а по ул. Ленинградская (СУС)	45	100	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от т/узла здание № 7а по ул. Ленинградская (СУС) до ТК-3/6	23	100	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-3/6 до т/узла здание № 7б по ул. Ленинградская (СУС)	16	80	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-3/6 до ТК-4/6	60	70	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-4/6 до ТК-5/6	53	70	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-6/6 до т/узла здание № 18 по ул. Боровая (ГОВД)	30	40	подземная канальная	1975	48	2026
Т/с 6 микрорайон от ТК-5/6 до т/узла ГАРАЖЕЙ СТО	173	50	подземная канальная	1975	48	2026

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/с 6 микрорайон от врезки (после ТК-5/6) на здание до т/узла здание № 16 по ул. Боровая (Питер-Лада))	10	50	подземная канальная	1975	48	2026
Магистральная т/сеть микрорайон8 от ТК-80 до ТК-81	252	400	подземная канальная	1975	48	2026
Магистральная т/сеть микрорайон8 от ТК-81 до ТК-82	173	400	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон8 от ТК-14/8 через т/узлы ж/д №24 и №26 по Пр. Героев, ТК-13/8 до ТК-12/8	109,1	100	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-49 до ТК-48	67	300	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-48 до ТК-47	64	300	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон 15 от т/узла ж/д № 35 до ТК-3/15	118	125	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-3/15 до ТК-2/15	100	125	подземная канальная	1975	48	2026
Т/сеть микрорайон3 от т/узла ж/д № 6 по ул. Космонавтов до ТК-18/3	35	40	подземная канальная	1976	47	2026
Т/сеть микрорайон3 от ТК-18/3 до т/узла здание общественного туалета	15	40	подземная канальная	1976	47	2026
Т/сеть микрорайон8 от ТК-7/8 до т/узлов здание № 14 ул. Красных Фортов	55	70	подземная канальная	1976	47	2026
Т/сеть микрорайон8 от ТК-17/8 до т/узла здания общ. туалета	33	40	подземная канальная	1976	47	2026
Т/сеть микрорайон9 от т/узла ж/д. № 13 по ул. Кр. Фортов до ТК-33/9	6	80	подземная канальная	1976	47	2026
то же	34	125	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-33/9 до т/узла ж/д. № 15 по ул. Кр. Фортов	13	125	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-34/9 до т/узла №1 ж/д. № 17 по ул. Кр. Фортов	23	100	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть от ТК-9/9 до т/узла ж/д № 56 по Пр. Героев	45	125	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон 9 от т/узла ж/д № 14 по ул. Малая Земля до ТК-16/9	59	70	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-16/9 до т/узла здание ГРП-4	27	40	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-19/9 до т/узла №1 ж/д № 15 по ул. Молодежная	41,7	100	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от т/узла №1 № 15 по ул. Молодежная до ТК-20/9	22	80	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-20/9 до т/узла №2 № 15 по ул. Молодежная	28	80	подземная канальная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-19/9 до т/узла зд. № 11а по ул. Молодежная	37	40	подземная канальная	1976	47	2027
Тепловые сети пром. зоны переданные в обслуживание	4118	400	надземная	1976	47	2027
Тепловые сети пром. зоны переданные в обслуживание	1240	250	надземная	1976	47	2027
Тепловые сети пром. зоны переданные в обслуживание	399	200	надземная	1976	47	2027

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Тепловые сети пром. зон переданные в обслуживание	78,5	150	надземная	1976	47	2027
Т/сеть микрорайон8 от ТК-19/8 до т/узлов зданий школы (Пр. Героев, 36) и 2-х подсобных пом. на ее территории	178	40	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон8 от ТК-87 до врезки на ТК-22/8	59	125	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон8 от врезки на ТК-22/8 до ТК-22/8	10	80	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон8 от врезки на т/узел №2 через т/узлы №3 и №4 ж/д № 2 по ул. Красных Фортов, т/узлы №1 и №2 ж/д № 4 по ул. Красных Фортов до ТК-9/8	152,5	125	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон8 от ТК-82 через ТК-83, ТК-84, ТК-85, ТК-86 до ТК-87	548,9	300	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-25/9 до т/узла ж/д № 30 по ул. Солнечная	34	125	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон9 от т/узла ж/д № 30 по ул. Солнечная до ТК-26/9	44	125	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-26/9 до т/узла ж/д № 32 по ул. Солнечная	45	80	подземная канальная	1977	46	2027
то же	5	70	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон9 от т/узла ж/д № 32 по ул. Солнечная до ТК-27/9	16	70	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон9 от т/узла здание № 28а по ул. Солнечная до ТК-26/9	59	80	подземная канальная	1977	46	2027
то же	3	50	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон15 от т/узла ж/д № 39 по ул. Солнечная до ТУ-8/15	74	125	подземная канальная	1977	46	2027
Т/сеть микрорайон8 от т/узла ж/д № 52 по Пр. Героев до ТК-23/8	53	50	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть микрорайон8 от ТК-23/8 до т/узла здание № 22 ул. Красных Фортов	40	50	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-12/9 до т/узла ж/д № 58 по Пр. Героев	10	70	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть от ТК-16/9 до т/узла ж/д № 62 по Пр. Героев	42	70	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть микрорайон9 от т/узла здание № 28а по ул. Солнечная до ТК-28/9	50	80	подземная канальная	1978	45	2027
от ТК-28/9 до уз. ввода ж/д 30/2 по ул. Солнечная	15	80	подземная канальная	1978	45	2027
Магистральная т/сеть микрорайон10а от ТК-87до ТК-40	97	300	подземная канальная	1978	45	2027
Магистральная т/сеть микрорайон10а от ТК-40 до ТК-41	54	700	подземная канальная	1978	45	2027
Магистральная т/сеть микрорайон10а от ТК-41 до ТК-42	145	700	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть микрорайон15 от ТК-1/15 до т/узла ж/д № 49 по ул. Солнечная	50	70	подземная канальная	1978	45	2027
Т/сеть микрорайон9 от ТК-50 до т/узла ж/д № 28 по ул. Солнечная	107	80	подземная канальная	1979	44	2028



Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-41 до ТК-49/10	53,8	300	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-49/10 до ТК-50/10	99,9	350	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-50/10 до ТК-57/10	17	200	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 до ТК-58/10	65	200	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-58/10 до ТК-59/10	88	200	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-59/10 до ТК-60/10	51	200	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-60/10 до ТК-61/10	75	200	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-61/10 до т/узла ж/д № 6 по ул. Машиностроителей	58,5	150	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-70/10 до т/узла №1 ж/д № 8 по ул. Машиностроителей	47	100	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 8 по ул. Машиностроителей	74	80	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 13 от ТК-23/13 через ТК-22/13 до т/узла здание № 22 по ул. Космонавтов (мастерские лица)	120	70	подземная канальная	1979	44	2028
Т/сеть микрорайон 9 от т/узла ж/д. № 11/2 по ул. Кр. Фортов до ТК-32/9	26	125	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-32/9 до т/узла ж/д. № 13 по ул. Кр. Фортов	60	125	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-87 до ТК-37/9	12	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-37/9 до ТК-36/9	80	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-36/9 до ТК-35/9	54	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-35/9 до т/узла ж/д № 56 по Пр. Героев	108	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-49 до ТК-25/9	80	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-25/9 до т/узла ж/д № 34 по ул. Солнечная	59	150	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от т/узла ж/д № 34 по ул. Солнечная до ТК-24/9	72	125	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-24/9 до врезки на т/узел ж/д № 1 по ул. Молодежная	89	125	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от врезки на т/узел ж/д № 3 по ул. Молодежная до ТК-23/9	59	125	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от ТК-23/9 до врезки на т/узел ж/д № 3 по ул. Молодежная	87	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 9 от врезки на т/узел до т/узла ж/д № 3 по ул. Молодежная	15	70	подземная канальная	1980	43	2028

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 до т/узла №1 ж/д № 23 по ул. Красных Фортгов	41	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 23 по ул. Красных Фортгов	25	80	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 23 по ул. Красных Фортгов	32	80	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 23 по ул. Красных Фортгов	38	70	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-57/10 от т/узла №4 ж/д № 23 до т/узла ж/д № 25 по ул. Красных Фортгов	41	50	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-77/10 до т/узла №1 ж/д № 57 по Пр Героев	23	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 57 по Пр. Героев	29	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 ж/д № 57 по Пр. Героев до ТК-78/10	15,8	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-78/10 через т/узлы №1, №2 до т/узла №3 ж/д № 17 по Молодежная	95,7	80	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 ж/д № 17 по ул. Молодежная до ТК-79/10	5	70	подвальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-79/10 до т/узла №4 ж/д № 17 по ул. Молодежная	43,6	70	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №4 до т/узла №5 ж/д № 77 по ул. Молодежная	27,2	40	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 до т/узла №1 ж/д № 25 по ул. Молодежная	45	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 25 по ул. Молодежная	27,6	100	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 25 по ул. Молодежная	40	80	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 25 по ул. Молодежная	41	80	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 от т/узла №4 до т/узла №5 ж/д № 25 по ул. Молодежная	24	70	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-68/10 от т/узла №5 ж/д № 25 по ул. Молодежная до ТК-80/10	16	70	подземная канальная	1980	43	2028
Т/сеть микрорайон10а от ТК-80/10 до т/узла ж/д № 23 по ул. Молодежная	51,7	50	подземная канальная	1980	43	2029
то же	8	40	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-64/10 до ТК-81/10	25	50	подземная канальная	1980	43	2029

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон10а от ТК-81/10 до т/узла здание № 49 по Пр. Героев	17,5	50	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-81/10 до т/узла пристройки к зданию № 49 по Пр. Героев	17,3	40	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-63/10 до т/узла ж/д № 53 по Пр. Героев	24	50	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-63/10 до т/узла №1 ж/д № 51 по Пр. Героев	21	50	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-49/10 до т/узла №3 (ввод) ж/д № 51 по Пр. Героев	12	100	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 51 по Пр. Героев	34	70	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 51 по Пр. Героев	39	70	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 51 по Пр. Героев	33	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №4 ж/д № 51 по Пр. Героев до ТК-48/10	4	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-48/10 до т/узла №5 ж/д № 51 по Пр. Героев	37	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №5 до т/узла №6 ж/д № 51 по Пр. Героев	26	70	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-59/10 до т/узла №1 ж/д № 31 по ул. Красных Фортов	29	100	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 31 по ул. Красных Фортов	18	100	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 31 по ул. Красных Фортов	25	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 31 по ул. Красных Фортов	39	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №4 до т/узла №5 ж/д № 31 по ул. Красных Фортов	40	70	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №5 ж/д № 31 до т/узла ж/д № 33 по ул. Красных Фортов	44	50	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-73/10 до т/узла №1 ж/д № 4 по ул. Машиностроителей	54,6	100	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 4 по ул. Машиностроителей	64,6	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-58/10 до т/узла №1 ж/д № 27 по ул. Красных Фортов	27,5	100	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 27 по ул. Красных Фортов	25	80	подземная канальная	1980	43	2029

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 27 по ул. Красных Фортов	36,2	80	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 27 по ул. Красных Фортов	41,9	70	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №4 ж/д № 27 до т/узла ж/д № 29 по ул. Красных Фортов	45,8	50	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон13 от ТК-17 до ТК-18/13	68	150	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон13 от ТК-18/13 до ТК-19/13	87	150	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон13 от ТК-19/13 до т/узла ж/д № 24 по ул. Космонавтов	37	150	подземная канальная	1980	43	2029
Т/сеть микрорайон9 от ТК-11/9 до ТК-10/9	39	125	подземная канальная	1981	42	2029
то же	9,5	150	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон9 от ТК-9/9 до т/узла ж/д № 6 по ул. Малая Земля	30	125	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-50/10 до ТК-51/10	122,7	300	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-51/10 до ТК-52/10	28	300	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-61/10 до ТК-62/10	45	150	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-62/10 до т/узла здание № 43 по ул. Красных Фортов (д/сад)	45	80	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК-58/10 до т/узла №1 ж/д № 35 по ул. Красных Фортов	36,6	70	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 35 по ул. Красных Фортов	22	70	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 ж/д № 35 до т/узла ж/дома № 35а по ул. Красных Фортов	31,4	40	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от ТК- 59/10 до т/узла №3 (ввод) ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	44	100	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	25	40	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	6,7	70	подземная канальная	1981	42	2029
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	20,8	80	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №4 до т/узла №5 ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	15	70	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №5 до т/узла №6 ж/д № 39 по ул. Красных Фортов	51,2	50	подземная канальная	1981	42	2030

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон10а от ТК-52/10 до т/узла №1 ж/д № 41 по ул. Красных Фортов	52	150	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 41 по ул. Красных Фортов	36	150	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №2 до т/узла №3 ж/д № 41 по ул. Красных Фортов	37	150	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон10а от т/узла №3 до т/узла №4 ж/д № 41 по ул. Красных Фортов	25	125	подземная канальная	1981	42	2030
ТО ЖЕ там же	15	50	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-5/15 до т/узла здание № 35а по ул. Солнечная	10	50	подземная канальная	1981	42	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-51/10 до т/узла ж/д № 37 по ул. Красных Фортов	30	70	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от т/узла ж/д № 37 до т/узла ж/д № 37а по ул. Красных Фортов	47	40	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-73/10 до ТК-74/10	43	150	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-74/10 до т/узла ж/д № 39 по ул. Молодежная	10	80	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-74/10 до ТК-75/10	52	150	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-75/10 до т/узла ж/д № 41 по ул. Молодежная	10	70	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-75/10 до т/узла №1 ж/д № 37 по ул. Молодежная	78	150	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон 10а от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 37 по ул. Молодежная	75,5	100	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон10а от ТК-54/10 до ТК-55/10	41	125	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон10а от ТК-55/10 до т/узла ж/д № 47 по ул. Красных фортов	15	70	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-6/15 до т/узла здание № 37а по ул. Солнечная	20	50	подземная канальная	1982	41	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-7/15 до т/узла здание № 39а по ул. Солнечная	18	50	подземная канальная	1982	41	2030
Т/с микрорайон4 от ТК-26/4 до узла ввода (ТУ № 1) в ж/д. 27 по пр. Героев	15	100	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 1 до ТУ № 2 в ж/д. 27 по пр. Героев	25	100	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 до ТУ № 3 в ж/д. 27 по пр. Героев	28	125	подземная канальная	1983	40	2030

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/с микрорайон4 от ТК-40/4 до ТУ № 3 в ж/д. 27 по пр. Героев	7	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТК-40/4 до ТУ № 4 в ж/д. 27 по пр. Героев	45	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 до ТУ № 5 в ж/д. 27 по пр. Героев	33	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 5 в ж/д. 27 по пр. Героев до ТК-39/4	27	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТК-39/4 до узла ввода в ж/д. 29 по пр. Героев	45	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТК-82 через ТК-50/4 до узла ввода (ТУ № 1) в ж/д № 29 по пр. Героев	107	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от узла ввода (ТУ № 1) в ж/д № 29 по пр. Героев до ТК -37/4	6	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от узла ввода (ТУ № 1) до ТУ № 2 в ж/д № 29 по пр. Героев	6	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 до ТУ № 3 в ж/д № 29 по пр. Героев	30	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 3 до ТУ № 4 в ж/д № 29 по пр. Героев	13	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 ж/д № 29 по пр. Героев до ТК-36/4	22	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 до ТУ № 5 в ж/д № 29 по пр. Героев	23	70	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТК-36/4 до ТУ № 6 ж/д № 29 по пр. Героев	27	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 6 до ТУ № 7 в ж/д № 29 по пр. Героев	36	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 7 до ТУ № 8 в ж/д № 29 по пр. Героев	38	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 8 в ж/д № 29 по пр. Героев до ТК - 35/4	15	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон8 от ТК-9/8 до т/узла ж/д №10 по ул. Красных Фортов	83	80	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон10а от ТК-54/10 до т/узла ж/д № 45 по ул. Молодежная	15	70	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон10а от ТК-54/10 до т/узла №1 ж/д № 41 по ул. Молодежная	76	125	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон10а от ТК-80/10 до т/узла №1 здание № 29 по ул. Молодежная	42,3	50	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть от ТК-42 до ТК-40	199	700	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-44 до ТК-1/10	86,1	250	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-1/10 до ТК-2/10	22	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-2/10 до ТК-3/10	18	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-3/10 до ТК-4/10	48	200	подземная канальная	1983	40	2030

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-4/10 до ТК-5/10	41	200	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-5/10 до т/узла ж/д № 8 по ул. Молодежная	37	80	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-58 до ТК-57	88	300	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-57 до ТК-56	30	300	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-56 до ТК-55	114	300	подземная канальная	1983	40	2030
Т/сеть микрорайон15 от ТК-55 до ТК-54	73	300	подземная канальная	1983	40	2030
то же	70,6	100	подземная канальная	1983	40	2030
то же	208,9	100	подземная канальная	1983	40	2030
то же	5	70	подземная канальная	1983	40	2030
Т/с микрорайон4 от ТУ № 1 до ТУ № 2 в ж/д № 5 по пр. Героев	30	50	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 до ТУ № 3 в ж/д № 5 по пр. Героев	30	70	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 3 до ТУ № 4 в ж/д № 5 по пр. Героев	12	70	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 через ТУ № 5 до ТУ № 6 в ж/д № 5 по пр. Героев	28	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 6 до ТУ № 7 в ж/д № 5 по пр. Героев	33	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 7 до ТУ № 8 в ж/д № 5 по пр. Героев	30	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 8 до ТУ № 9 в ж/д № 5 по пр. Героев	24	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 9 до ТУ № 10 в ж/д № 5 по пр. Героев	17	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 10 до ТУ № 11 в ж/д № 5 по пр. Героев	29	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 11 до ТУ № 12 в ж/д № 5 по пр. Героев	35	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 12 до ТУ № 13 в ж/д № 5 по пр. Героев	39	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 13 в ж/д № 5 по пр. Героев до ТК - 24/4	70	200	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 24/4 до ТУ в ж/д № 9 по пр. Героев	19	70	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 24/4 до ТК - 21/4	99	150	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 21/4 до ТК - 22/4	30	80	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 22/4 до ТУ ж/д № 19 по пр. Героев	99	70	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 23/4 до ТУ ж/д № 23 по пр. Героев	30	70	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 22/4 до ТК-23/4	41	80	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 10а от ТК-68/10 до ТК-69/10	52,4	100	подземная канальная	1984	39	2031

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-1/10 до ТК-14/10	57	250	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-14/10 до ТК-15/10	94	250	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-15/10 до ТК-17/10	54	250	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-17/10 до ТК-18/10	58	250	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-18/10 до т/узла №1 ж/д № 12 по ул. Молодежная	8	80	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 13 от ТК-20/13 до т/узла ж/д № 26 по ул. Космонавтов	42	125	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 13 от ТК-20/13 до т/узла ж/д № 24 по ул. Космонавтов	69	150	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-54 до ТК-53	24	300	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-53 до ТК-52	91	300	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-52 до ТК-51	136	300	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-51 до ТК-50	78	300	подземная канальная	1984	39	2031
Т/сеть микрорайон 15 от ТК-50 до ТК-49	67	300	подземная канальная	1984	39	2031
Теплосеть от ТК-5 до ТК-3Б	311,8	150	подземная канальная	1984	39	2031
Теплосеть от ТК-3Б до ТК	136,7	125	подземная канальная	1984	39	2031
Теплосеть от ТК до т/у здание 1 по Вокзальному проезду	18,7	50	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от ТК-1 до т/у здание № 24 по Копорскому шоссе	57	40	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от ТК-1 до т.А	45	150	надземная	1984	39	2031
	72	125	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.А до т.Б	133	125	надземная	1984	39	2031
	79	150	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.Б до т/у здания № 5 по Вокзальному проезду	85	70	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.Б до т.В	190	125	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.В до т/у здания корпус 1 по Копорскому шоссе 26	25	80	надземная	1984	39	2031
Теплосеть до т/у здания корпус 10 по Копорскому шоссе 26	12	80	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.В до т/у здания корпус 5 по Копорскому шоссе 26	81	80	надземная	1984	39	2031
	87	50	надземная	1984	39	2031
Теплосеть до т/у здания корпус 4 по Копорскому шоссе 26	10	50	надземная	1984	39	2031
Теплосеть от т.Г до т/у здания корпус 2 по Копорскому шоссе 26	51	50	надземная	1984	39	2031
	4	40	надземная	1984	39	2031
Теплосеть до т/у здания корпус 9 по Копорскому шоссе 26	74	50	подземная канальная	1984	39	2031
Теплосеть от т.А через ТК-2 до т/у части Б здания корпус 14 Копорскому шоссе 26	195	80	подземная канальная	1984	39	2031



Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Теплосеть от ТК-2 до т/узла части А здания корпус 14 Копорскому шоссе 26	22	50	надземная	1984	39	2031
Теплосеть до т/у здания корпус 2 по Копорскому шоссе 26	120	80	надземная	1984	39	2031
Теплосеть до т/у здания корпус 12 по Копорскому шоссе 26	11	80	подземная канальная	1984	39	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-21/4 до ТК-20/4	25	150	подземная канальная	1985	38	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-20/4 до ТК-19/4	74	150	подземная канальная	1985	38	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-19/4 до т/уз. ж/д. 15 по пр. Героев	15	80	подземная канальная	1985	38	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-23/4 до узла ввода ж/д.№13 по пр. Героев	30	80	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон4 от ТК-24/4 до ТК-25/4	30	100	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон4 от ТК-25/4 до т/узла здание № 7 по Пр. Героев	80	100	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-18/10 до ТК-20/10	49	250	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-20/10 до т/узла ж/д № 18 по ул. Молодежная	46	100	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-5/10 до т/узла ж/д № 10 по ул. Молодежная	35	80	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-15/10 до ТК-16/10	77	125	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-16/10 до т/узла №1 ж/д № 16 по ул. Молодежная	32	125	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от т/узла №1 до т/узла №2 ж/д № 16 по ул. Молодежная	63	100	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон 106 от т/узла № 1 до т/узла № 2 ж/д № 12 по ул. Молодежная	10	50	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон14 от ТК-63 до т/узла насосной станции	42	50	подземная канальная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от ТК-73 до павильона № 7	492	700	надземная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от павильона № 7 через реку Коваш (наземная на опорах)	90	700	надземная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от павильона № 7 до ТК-61	600	700	надземная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от ТК-61 до павильона № 5	439	700	надземная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от павильона № 5 до ТК-62	10	700	надземная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от ТК-62 до ТК-46	510	700	подземная канальная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от ТК-46 до павильона № 4	95	700	подземная канальная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от павильона № 4 до ТК-45	270	700	подземная канальная	1985	38	2031
Магистральная т/сеть от ТК-45 до ТК-44	117,3	700	подземная канальная	1985	38	2031

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
В павильонах	7,5	100	подземная канальная	1985	38	2031
В павильонах	3	50	подземная канальная	1985	38	2031
В павильонах	5,5	50	подземная канальная	1985	38	2031
Т/сеть микрорайон2 от ТК-13 до ТК-1/2	48	250	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 35/4 до уз. ввода ж/д.31 по пр. Героев	22	200	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 между узлом ввода (со стороныТК35/4) и ТУ ж/д.31 по пр. Героев	32	150	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 33/4 до уз ввода ж/д.31 по пр. Героев	16	150	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 между узлом ввода (со стороны ТК33/4) и ТУ ж/д.31 по пр. Героев	41	550	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-26/4 до ТК-27/4 (дренаж d=150, L=72,5)	51	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-27/4 до ТУ № 1 ж/д.№66 по пр. Героев	38	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-28/4 до ТУ № 1 ж/д №66 по пр. Героев	23	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТУ № 1 до ТУ № 2 ж/д №66 по пр. Героев	20	50	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-28/4 до ТУ ж/д №68 по пр. Героев	20	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/с микрорайон4 от ТК-28/4 до ТУ ж/д №68 по пр. Героев	23	80	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-5/10 до ТК-6/10	44	200	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-6/10 до ТК-7/10	38	200	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-7/10 до т/узла ж/д № 20 по ул. Молодежная	20	80	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-15/10 до т/узла ж/д № 65 по Пр. Героев	43	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-19/10 до т/узла №1 ж/д № 12 по ул. Молодежная	10	40	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-19/10 до т/узла здание № 12а по ул. Молодежная	7	50	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-16/10 до т/узла здание № 65а по Пр. Героев	20	50	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон10б от ТК-17/10 до т/узла ж/д № 63 по Пр. Героев	20	100	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-7/10 до ТК-10/10	57	200	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон13 от ТК-57 до ТК-30/13	70	150	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон13 от ТК-28/13 до ТК-27/13	62	150	подземная канальная	1986	37	2031
Т/сеть микрорайон13 от ТК-27/13 до ТК-26/13	56	150	подземная канальная	1986	37	2031

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон13 от ТК-26/13 до ТК-25/13	65	125	подземная канальная	1986	37	2031
Магистральная т/сеть от БРТ до здания 720	6850	6850	надземная	1987	36	2031
Т/с микрорайон4 от ТК - 33/4 до уз. ввода ж/д.31 по пр. Героев	19	150	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-29/4 до узла ввода (ТУ № 1) ж/д 70 по пр. Героев	23	80	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 1 до ТУ № 2 ж/д 70 по пр. Героев	39	80	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 ж/д 70 по пр. Героев до ТК-30/4	12	50	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-30/4 от ТУ № 3 ж/д 70 по пр. Героев	10	50	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 3 до ТУ № 4 ж/д 70 по пр. Героев	32	50	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 до ТУ № 5 ж/д 70 по пр. Героев	34	40	подземная канальная	1987	36	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-32/4 до уз. ввода ж/д №31 по пр. Героев	90	125	подземная канальная	1987	36	2032
Т/сеть микрорайон10а от т/узла ж/д № 41 по ул. Красных Фортов до ТК-53/10	20	70	подземная канальная	1987	36	2032
Т/сеть микрорайон10а от ТК-53/10 до т/узла здание № 49 по ул. Красных Фортов	20	70	подземная канальная	1987	36	2032
Т/сеть микрорайон10б от ТК-4/10 до т/узла здание № 61 по Пр. Героев	6	100	подземная канальная	1987	36	2032
Магистральная т/сеть от павильона №5 до ТК-47	232	300	подземная канальная	1987	36	2032
Т/сеть микрорайон2 от ТК-27/2 до ТК-26/2	65	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/сеть микрорайон2 от ТК-26/2 до ТК-25/2	58	80	подземная канальная	1988	35	2032
Т/сеть микрорайон2 от ТК-25/2 до т/узла №1 ж/д № 28 по ул. Ленинградская	17	80	подземная канальная	1988	35	2032
Т/сеть микрорайон2 от ТК-25/2 до т/узла №2 ж/д № 28 по ул. Ленинградская	74	80	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-44/4 до ТУ Банка Таврический	10	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-24 до ТУ Банка Таврический	33	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-44/4 до уз. ввода ж/д.38 по ул. Ленинградская	48	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 между узлом ввода (со стороны ТК44/4) и ТУ в ж/д. № 38 по ул. Ленинградская	6	50	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон 4 от ТК 45/4 до ТУ ж/д № 38 по ул. Ленинградской	22	125	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 между узлом ввода (со стороны ТК45/4) и ТУ в ж/д. № 40 по ул. Ленинградская	6	50	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-45/4 до уз. ввода ж/д.40 по ул. Ленинградская	40	125	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-44/4 до ТК - 43/4	17	150	подземная канальная	1988	35	2032

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/с микрорайон4 от ТК -43/4 до узла ввода (ТУ № 1) ж/д №36 по ул. Ленинградская	20	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 1 через ТУ № 2 до ТУ № 3 ж/д №36 по ул. Ленинградская	40	70	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТУ № 3 до ТУ № 4 ж/д №36 по ул. Ленинградская	14	50	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с от ТК-40 до ТК-87	97	400	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-94 до ТК-22	350	250	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-22 до ТК-23	178	250	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-23 до ТК-24	58	250	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-24 до ТК-25	48,5	250	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-23 до ТК-2/4	43	150	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-2/4 до ТК-3/4	147	150	подземная канальная	1988	35	2032
Нар.т/с микрорайон4 от ТК-2/4 и до ТУ здание№ 46 по ул. Ленинградской (мэрия)	28	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-19/4 до ТК-18/4	29	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-18/4 до ТК-17/4	22	150	подземная канальная	1988	35	2032
Т/с микрорайон4 от ТК-18/4 до здание хоз. блока	25	40	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон4 от ТК-17/4 до т/узла здание № 72 по Пр. Героев (ДДУ № 6)	117	80	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон4 от ТК-3/4 до ТУ здание 54 по ул. Ленинградская	17	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон4 от ТУ здание 54 по ул. Ленинградская до ТК-4/4	16	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон4 от ТК-4/4 через ТУ ж/д 50 по ул. Ленинградская до ТК-5/4	42	125	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон4 от ТК-5/4 до ТУ ж/д 48 по ул. Ленинградская	40	125	подземная канальная	1988	35	2033
тоже от ТК-5/4 до ТУ ж/д 48	7	50	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-32/10 до т/узлов № 2 здание № 32 по ул. Молодежная (шк. № 7)	154	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-12/10 до т/узла ж/д № 24 по ул. Молодежная	21	80	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-12/10 до т/узла ж/д № 24а по ул. Молодежная	56	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-47/10 до т/узла здание № 226 по ул. Молодежная	13	50	подземная канальная	1988	35	2033

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон14 от ТК-61 до ТК-60	40	300	надземная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон14 от ТК-60 до врезки на ТК-11/14	120	300	надземная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон16 от ТК-40 через ТК-3/16 до ТК-2/16	54	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон16 от ТК-2/16 до т/узла здание № 22 по ул. Красных Фортов	18	80	подземная канальная	1988	35	2033
Магистральная т/сеть от здание 720 до ТК-1	281,5	700	надземная	1988	35	2033
Магистральная т/сеть от ТК-1 до ТК-72	80,5	700	подземная канальная	1988	35	2033
Магистральная т/сеть от здание 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплотель "Город-1"	310	700	надземная	1988	35	2033
то же	28,5	600	надземная	1988	35	2033
то же	21,5	400	надземная	1988	35	2033
то же	10	100	надземная	1988	35	2033
то же	9	550	надземная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон10б от ТК-2/10 до т/узла здание № 61а по Пр. Героев	10	50	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон10б от ТК-14/10 до т/узла здание № 63а по Пр. Героев	35	50	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-20/10 через ТК-21/10, ТК-22/10 до ТК-23/10	198	200	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-24/10 через ТК-25/10, ТК-26/10 до ТК-28/10	116	200	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-30/10 до ТК-31/10	50	200	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-31/10 до ТК-32/10	51	150	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-23/10 до т/узла ж/д № 44 по ул. Молодежная	20	80	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-24/10 до т/узла ж/д № 44 по ул. Молодежная	20	80	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-25/10 до т/узла ж/д № 46а по ул. Молодежная	30	50	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-34/10 до ТК-33/10	29	200	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-33/10 до т/узла здание № 54 по ул. Молодежная	20	70	подземная канальная	1988	35	2033
Т/сеть микрорайон 10б от павильона № 9 до т/узла насосной станции № 23/10б	53	50	подземная канальная	1988	35	2033
Транзитная тепломагистраль от котельной от ТК-5А до т.А	12,5	600	подземная канальная	1988	35	2033
Транзитная тепломагистраль от котельной т.А до т.Б	66,5	600	надземная	1988	35	2033

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Магистральная теплосеть от здание 16 до теплокамеры	8,5	500	подземная канальная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от теплокамеры до выхода теплосети на поверхность	12	500	подземная канальная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от выхода теплосети на поверхность до здание720 прямая	212,4	500	надземная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от выхода теплосети на поверхность до здание720 обратная	212,4	500	надземная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от здание 1а до выхода теплосети на поверхность	50,5	500	подземная канальная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от выхода теплосети на поверхность до здание720 прямая	115,2	500	надземная	1988	35	2033
Магистральная теплосеть от выхода теплосети на поверхность до здание720 обратная	115,2	500	надземная	1988	35	2033
Т/с микрорайон4 от ТК-25 до узла ввода здание46 по ул. Ленинградская	48	80	подземная канальная	1989	34	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-25 до ТК-26	95	250	подземная канальная	1989	34	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-26 до ТК-27	73	250	подземная канальная	1989	34	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-27 до ТК-28	67	300	подземная канальная	1989	34	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-28 до ТК-3/4	145	150	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от ТК-26 до ТК-41/4	102	200	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от ТК-41/4 до врезки на ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	111	125	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от врезки на ТУ до ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	10	50	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от врезки на ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская до ТК-46/4	23	125	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от 46/4 до ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	15	80	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от ТК-46/4 до ТК-47/4	45	125	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от 47/4 до ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	15	70	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от 47/4 до ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	92	125	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон4 от ТУ до ТУ ж/д.30 по ул. Ленинградская	5	50	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-11/10 до т/узла ж/д № 26 по ул. Молодежная	40	80	подземная канальная	1989	34	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-11/10 до т/узла №1 ж/д № 24 по ул. Молодежная	25	80	подземная канальная	1989	34	2034

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон 106 от т/узла ж/д № 18 до т/узла ж/д № 18а по ул. Молодежная	39	40	подземная канальная	1990	33	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-28/10 до ТК-29/10	70	100	подземная канальная	1990	33	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-29/10 до т/узла №1здание № 50 по ул. Молодежная (д/сад)	20	70	подземная канальная	1990	33	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-29/10 до т/узла №2здание № 50 по ул. Молодежная (д/сад)	15	50	подземная канальная	1990	33	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-29/10 до т/узла №1здание № 50 по ул. Молодежная (д/сад)	26	70	подземная канальная	1990	33	2034
Теплосеть в непроходных каналах от ТК-6 до т.А	70	400	подземная канальная	1990	33	2034
Теплосеть на опорах от т.А до т.Б (обратная труба)	148,3	400	надземная	1990	33	2034
Теплосеть на опорах от т.А до т.Б (обратная труба)	148,3	400	надземная	1990	33	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-43/4 до ТК-42/4	36	100	подземная канальная	1991	32	2034
Т/с микрорайон4 от ТК-42/4 до узла ввода (ту № 1) ж/д.34 по ул. Ленинградская	18	70	подземная канальная	1991	32	2034
Т/с микрорайон4 от узла ввода (ТУ № 1) до ТУ № 2 ж/д.34 по ул. Ленинградская	16	70	подземная канальная	1991	32	2034
Магистральная т/сеть микрорайон7 от ТК-35 до ТК-36	170	500	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от пав.№ 8 до ТК-38	77	500	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от ТК-38 до ТК-2/7	62	250	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от ТК-2/7до ТК-3/7	10	150	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от ТК-3/7 до ТК-4/7	70	125	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от ТК-4/7 до т/узла 2 ж/д № 14 по ул. Парковая	10	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон7 от ТК-4/7 до 1-го угла поворота т/сети	51	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/с микрорайон7 от 1-го угла поворота т/сети до т/узла ж/д № 16 по ул. Парковая	9	70	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-13/10 до т/узла ж/д № 30 по ул. Молодежная	47	100	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-39/10 до ТК-42/10	66	150	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-42/10 до ТК-43/10	44	150	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-43/10 до т/узла ж/д № 84 по ул. Молодежная	36	70	подземная канальная	1991	32	2034
Магистральная т/сеть вдоль микрорайон106 от ТК-46 до ТК-95	630	700	надземная	1991	32	2034

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Магистральная т/сеть вдоль микрорайон10б от ТК-96 до павильона № 9	17,5	600	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-35/10 до ТК-34/10	72	250	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-34/10 до т/узла №1 ж/д № 60 по ул. Молодежная	8	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от т/узла №1 до т/узла №1 ж/д № 60 по ул. Молодежная	36	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-36/10 до т/узла ж/д № 62 по ул. Молодежная	58	100	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от т/узла ж/д № 62 до т/узла ж/д № 64 по ул. Молодежная	94	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-40/10 до т/узла ж/д № 66 по ул. Молодежная	19	100	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-41/10 до т/узла ж/д № 68 по ул. Молодежная	19	80	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон16 от ТК-40 до ТК-39	162	700	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон16 от ТК-39 до павильона № 8	300	700	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон10б от ТК-35/10 до т/узла ж/д № 56 по ул. Молодежная	22	70	подземная канальная	1991	32	2034
Т/сеть микрорайон2 от ТК-8/2 до т/узла ж/д № 18 по ул. Ленинградская	19	50	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон2 от ТК-7/2 до т/узла ж/д № 16 по ул. Ленинградская	54	70	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон3 от ТК-19/3 до т/узла ж/д № 8 по ул. Космонавтов	18	50	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон3 от ТК-20 до т/узла ж/д № 10 по ул. Космонавтов	10	50	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон3 от ТК 21/3 до ж/д № 12 по ул. Космонавтов	32	50	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон3 от ТК 30/3 к ж/д № 20 по ул. Космонавтов	28	50	подземная канальная	1992	31	2034
Т/сеть микрорайон3 от ТК-17/3 до т/узла ж/д № 6 по ул. Космонавтов	41	80	подземная канальная	1992	31	2034
Т/с микрорайон4 от ТК - 32/4 до уз. ввода ж/д.64 по пр. Героев	24	150	подземная канальная	1992	31	2034
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 до ТУ № 1 ж/д.64 по пр. Героев	40	70	подземная канальная	1992	31	2034
Т/с микрорайон4 от ТУ № 2 до ТУ № 3 ж/д.64 по пр. Героев	48	125	подземная канальная	1992	31	2034
Т/с микрорайон4 от ТУ № 3 до ТК-31/4 ж/д.64 по пр. Героев	25	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-31/4 до ТУ № 4 ж/д.64 по пр. Героев	20	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от ТУ № 4 до ТУ № 5 ж/д.64 по пр. Героев	45	125	подземная канальная	1992	31	2035



Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/с микрорайон4 от ТУ № 5 до ТУ № 6 ж/д.64 по пр. Героев	30	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от ТУ № 6 до ТУ № 7 ж/д.64 по пр. Героев	20	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от ТУ № 7 до ТУ № 8 ж/д.64 по пр. Героев	30	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от врезки на ТУ № 9 до ТУ № 9 ж/д.64 по пр. Героев	30	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-25/4 до т/у ж/д. 11 по пр. Героев	20	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-10/7 до 11/7	34	100	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-11/7 до т/узла ж/д № 26 по ул. Парковая	32	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон8 от ТК-85 до т/узла ж/д 48 по Пр. Героев	26	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон8 от ТК-86 до т/узла ж/д № 50 по Пр. Героев	26	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон9 от павильона № 4 до ТК-38/9	89	150	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон9 от ТК-38/9 до т/узла здание Пождепо по ул. Александра Невского	30	80	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-43/10 до ТК-44/10	39	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-44/10 до т/узла ж/д № 82 по ул. Молодежная	8	100	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-32/10 до т/узлов № 1 здание № 32 по ул. Молодежная (шк. № 7)	91	100	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон13 от ТК-16 через ТК-17, ТК-18, ТК-19 до ТК-20	445	500	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-15/7 до т/узла ж/д.№ 32 по ул. Парковая	9,1	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-15/7 до т/узла ж/д № 34 по ул. Парковая	26,4	70	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-44/10 до ТК-45/10	39	125	подземная канальная	1992	31	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-17/7 до т/узла ж/д № 32а по ул. Парковая	32	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-45/10 к т/узлу ж/д № 80 по ул. Молодежная	8	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 106 от ТК-9/10 до т/узла здание № 36а по ул. Молодежная (архив)	36	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-10/4 до ТК-11/4	56	125	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-11/4 до ТК-12/4	93	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-12/4 до узла ввода здание64 по ул. Ленинградская.(школа№8)	83	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от узла ввода (центр) до ТУ здание64 по ул. Ленинградская.(школа№8)	38	100	подземная канальная	1993	30	2035

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон4 от ТК-7/4 до т/узла ж/д № 56 по ул. Ленинградская	38	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-30 до ТК-10/4	78	150	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-10/4 до узла ввода в ж/д.№60 по ул. Ленинградская	16	125	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от узла ввода до ТУ ж/д.№60 по ул. Ленинградская.	24	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от узла ввода в ж/д.№60 по ул. Ленинградская. до ТК-9/4	17	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-9/4 до ТУ по ж/д.№60 по ул. Ленинградская	24	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон 4 от ТК-9/4 до ТК-8/4	47	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-8/4 до ТУ по ж/д.№60 по ул. Ленинградская	24	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-8/4 до ТУ по ж/д. №60 по ул. Ленинградская.(7 эт. часть)	31	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-31 до ТК-14/4	66	150	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-14/4 до узла ввода в ж/д.№62 по ул. Ленинградская	41	125	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от узла ввода в ж/д.№62 по ул. Ленинградская до ТК-13/4	26	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-13/4 до ТУ ж/д.№62 по ул. Ленинградская	24	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/с микрорайон4 от ТК-13/4 до ТУ ж/д.№62 по ул. Ленинградская (до угла поворота L=35, от угла поворота до ТУ L=24)	59	100	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон4 от ТК-8/4 до узла ввода здание№60а по ул. Ленинградская	12	40	подземная канальная	1993	30	2035
Магистр.т/с микрорайон7а от ТК-38 через ТК-88, ТК-89 до ТК-90	483	500	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-36/7 до ТК-42/7	25	250	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-42/7 до ТК-43/7	30	150	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-43/7 до ТК-44/7	31	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-44/7 до т/узла ж/д № 38 по ул. Парковая	9	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-32/7 до ТК-33/7	76	125	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-33/7 до т/узла ж/д № 64 по ул. Парковая	18	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-90 до ТК-36/7	37	250	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-36/7 до ТК-38/7	94	200	подземная канальная	1993	30	2035

Тепловая сеть	Протяженность, м	Ду, мм	Тип прокладки	Год прокладки	Срок службы на 2023 г.	Год реконструкции
Т/сеть микрорайон7 от ТК-38/7 до т/узла ж/д № 44 по ул. Парковая	25	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-19/7 до т/узла ж/д № 19а по Липовскому проезду	23	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон7 от ТК-18/7 до т/узла ж/д № 19 по Липовскому проезду	15	80	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-7/10 до ТК-8/10	39	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-8/10 до ТК-9/10	49	70	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-9/10 до т/узла здание № 36 по ул. Молодежная	35	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-8/10 до т/узла торговых павильонов по ул. Молодежная	15	50	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 10б от ТК-41/10 до т/узла здание № 66а по ул. Молодежная	7	40	подземная канальная	1993	30	2035
Т/сеть микрорайон 6 от ТК-33/6 до ТК-38/6	573	150	подземная канальная	1995	28	2035
Т/сеть микрорайон 3 от ТК-6 через ТК-13/3, ТК-14/ до ТК-15/3	111	250	подземная канальная	1997	26	2035
Магистральная т/сеть от ТК-2 до ТК-3 (под Копорским шоссе)	106,2	700	подземная канальная	1998	25	2035

### 8.8. Строительство, реконструкция и (или) модернизация насосных станций

Техническим проектом на «Строительство районного теплоснабжения промрайона и г. Сосновый Бор» (Инв. № 1586-ДСП от 1978 г.) предусматривался ввод в работу подкачивающей насосной станции, смонтированной на обратном трубопроводе тепловой сети в здании 716. Указанная насосная станция предназначена для понижения давления в обратных трубопроводах тепловой сети в микрорайонах города, имеющих относительно низкую геодезическую отметку ввиду особенностей рельефа местности (2, 3 мкр, временный поселок) по отношению к основному источнику тепла БРТ ЛАЭС. Помимо этого, подкачивающая насосная станция обеспечивала увеличение пропускной способности существующих трубопроводов тепловой сети города без их перекладки. В 1988 году совместно с оборудованием БРТ насосная станция в работу не была введена. На момент актуализации Схемы разработана проектно-сметной документации на модернизацию подкачивающей насосной с учетом современных норм и требований.

Настоящей Схемой планируется в 2025-2026 годах проведение реконструкции здания 716 (подкачивающая насосная). Предусматривается демонтаж установленного оборудования

и трубопроводов, закупка оборудования, работ по монтажу технологического оборудования, электроснабжения и системы КИПиА, а также пусконаладочные работы.

Мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций представлены в таблице 83.

**Таблица 83 – Мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций**

№ п/п	Наименование мероприятия, вид энергетического ресурса	Всего в ценах 2024 года, тыс. руб.	Срок реализации проекта
1	Реконструкция насосной станции, здание 716	255074,0	2025–2026 г.
<b>ИТОГО:</b>		<b>255074,00</b>	

*Мероприятия по установке у потребителей узлов учета тепловой энергии*

В соблюдение требований ст.13 ФЗ №261 «Об энергосбережении» от 23.11.2009 г. закладывается оснащение всех потребителей тепловой энергии узлами учета тепловой энергии (УУТЭ). На перспективу развития требуется оснащение приборами учета тепловой энергии и теплоносителя потребителей жилого фонда. Средняя стоимость общедомового прибора учета тепловой энергии составляет от 150 до 200 тыс. руб. (без сварочных и монтажных работ).

**8.9. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения в эксплуатацию были введены новые тепловые сети, перечень которых, предоставлен в Главе 1, Части 3 настоящей схемы.

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

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

Согласно ст. 29 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями на 26.02.2024 г.):

– Часть 8 статьи 29. С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

– Часть 9 статьи 29 утратила силу с 1 января 2022 года (Федеральный закон от 30.12.2021 №438-ФЗ).

Потребители системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа снабжаются по открытой системе, за исключением следующих МКД по адресу: ул. Парковая, д. 6,9,21а,25, ул. Петра Великого, д. 4,6,8, ул. Пионерская, д. 2,4,6,8, ул. Солнечная, д. 36, 57 к.1, 57 к.2, пр. Героев, д. 17, ул. Ленинградская, д. 70, ул. Молодежная, д. 86, ул. Моховая, д. 2 мкр. Искра.

Перевод потребителей с открытой системой ГВС на закрытую возможно реализовать несколькими способами:

– перевод потребителей на независимую схему присоединения по отоплению и горячего водоснабжения (т.е. полная замена теплового узла (ИТП) у потребителя, в т. ч. с заменой оборудования систем отопления);

– перевод потребителей на закрытую схему горячего водоснабжения при сохранении типа присоединения по отоплению (т.е. с установкой теплообменного оборудования на систему ГВС);

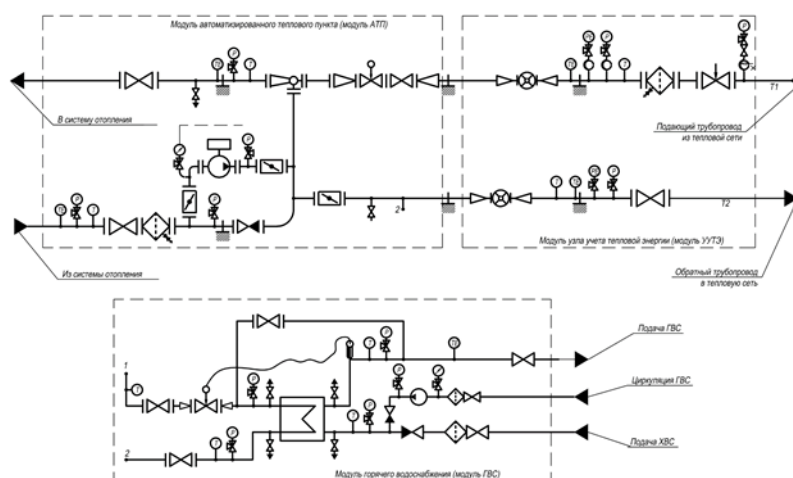
– организация четырехтрубной системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) после ЦТП;

– строительство блочных теплораспределительных пунктов системы ГВС на группу домов (т.е. организация двухтрубной независимой системы горячего водоснабжения).

Необходимо отметить, что все предлагаемые решения в части систем теплоснабжения оказывают различное воздействие на систему холодного водоснабжения, поскольку различные технические решения в части систем теплоснабжения приведут к различному распределению потоков в системе ХВС. Так, например, при принятии решения о переходе на закрытую систему ГВС по первым двум из описанных вариантов расход воды в системе ХВС вырастет по всему контуру – от головных сооружений до каждого дома. Таким образом, решение о варианте перехода к закрытой системе ГВС невозможно принять, основываясь на данных исключительно схемы теплоснабжения. Необходимо при актуализации схем водоснабжения/водоотведения городского округа рассмотреть возможные варианты перехода на закрытую систему ГВС, определить капитальные и операционные затраты на реализацию каждого из вариантов и после этого, с учетом экономической эффективности и целесообразности принять решение о возможном переходе на закрытую систему ГВС.

Рассмотрим подробнее вариант перевода потребителей, подключённых к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения путем установки у потребителей автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов.

АИТП позволят рационально потреблять тепловую энергию, поддерживать температуру теплоносителя в соответствии с температурой наружного воздуха, а также учитывать график работы потребителей (режим «день-ночь» и режим выходного дня). Установка АИТП позволит добиться снижения теплопотребления (до 30%), исключить перегрев потребителей. Динамика ввода АИТП аналогична динамике установки приборов учета тепловой энергии и теплоносителя. Наиболее предпочтительная схема АИТП с сохранением существующего элеватора и частотным преобразователем подмешивающего насоса – рисунок 41.



**Рисунок 41 - Принципиальная схема автоматизированного теплового пункта с узлом учета теплоносителя**

Основное преимущество применения данной схемы заключается в возможности автоматического регулирования температуры теплоносителя, подаваемого в систему отопления при минимальном изменении существующей схемы теплоснабжения и с сохранением элеваторного узла.

Температура в подающем трубопроводе системы отопления регулируется за счет изменения расхода прямой воды в элеваторе с помощью регулирующего двухходового клапана.

Циркуляционный насос с преобразователем частоты, установленный в обратном трубопроводе управляет циркуляционным расходом системы отопления по изменению температуры теплоносителя в обратном трубопроводе. То есть при понижении температуры обратного теплоносителя, что говорит о недостаточном внутреннем циркуляционном расходе, производительность насоса увеличивается и наоборот, при повышении температуры обратного теплоносителя уменьшается.

Преобразователь частоты применяется для регулирования скорости асинхронных двигателей и позволяет плавно изменять напорную характеристику насоса. Применение частотного преобразователя позволяет, после остановки насоса, осуществить плавный пуск двигателя при его повторном включении, а также экономить электрическую энергию за счет потребления только необходимого ее количества. Максимальная величина подмеса полностью определяется производительностью подмешивающего насоса.

Таким образом, в системе отопления происходит изменение температуры теплоносителя при сохранении постоянства внутренней циркуляции теплоносителя, что позволяет всем помещениям внутри здания находиться в равных по температуре условиях.

При аварийном отключении электропитания схема сохраняет работоспособность: двухходовой клапан открывается за счет возвратной механической пружины, срабатывающей при отключении электропитания, а элеватор работает в штатном режиме. Величина подмеса в этом случае определяется гидравлическим сопротивлением системы отопления и параметрами элеватора. Гидравлическое сопротивление обратного клапана, вводимого в схему, не оказывает существенного влияния на величину подмеса.

Приготовление воды на горячее водоснабжение с температурой 60°C осуществляется посредством нагрева холодной водопроводной воды (трубопровод ХВС) по одноступенчатой схеме в пластинчатых теплообменниках – закрытая система теплоснабжения.

Поддержание температуры горячей воды в системе ГВС в пределах санитарных норм происходит при помощи двухходового клапана, регулирующего с электроприводом. При изменении температуры теплоносителя в системе ГВС ниже или выше установленного интервала с регулятора «Взлет РО-2» поступает сигнал на сервопривод двухходового клапана,

который увеличивает или уменьшает расход сетевой воды через пластинчатый теплообменник, что приводит к изменению температуры нагрева холодной воды из городского водопровода до значения, установленного санитарными нормами.

Для защиты теплообменных аппаратов системы ГВС от накипи на трубопроводе холодной воды, поступающей из городского водопровода, рекомендуется устанавливать устройство нехимической водоподготовки AntiCa++. При помощи этого устройства под воздействием точно определенного электромагнитного поля происходит высвобождение ионов бикарбоната кальция из электростатической связанности с молекулами воды и последующее образование арагонитовых кристаллов, которые не обладают свойствами образования твердых отложений. В системе ГВС эти кристаллы удаляются в фильтре через сливное отверстие. Преимущество этого аппарата в том, что он позволяет выделить из воды вещества, которые впоследствии не осядут на стенках теплообменника ГВС, системы отопления и трубопроводах. Устройство нехимической водоподготовки имеет все необходимые сертификаты.

Для защиты ГВС от взвешенных частиц, находящихся в воде, установлены сетчатые фильтры с магнитными вставками. Для защиты циркуляционного насоса от «сухого» хода установлен сигнализирующий манометр (реле давления).

В состав АИТП входят:

- Узел ввода тепловой сети;
- Узел учёта тепловой энергии;
- Узел приготовления теплоносителя для систем отопления;
- Узел приготовления теплоносителя для систем ГВС;
- Узлы присоединения (коллектора) указанных систем;
- Системы управления и автоматизации указанных систем;
- Элементы диспетчеризации.

Состав АИТП модульного исполнения может в значительной степени варьироваться в зависимости от применяемых в каждом отдельном случае схем присоединения систем теплоснабжения, типа системы теплоснабжения, а также конкретных технических условий и пожеланий заказчика.

Кроме основных элементов, таких как регуляторы прямого действия, управляющие клапаны с электроприводом, насосы, теплообменники и пр. модуль отопления содержит водозапорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и преобразователи температуры, сигналы от которых являются входящими для регулятора отопления. Контрольно-измерительные приборы и датчики обеспечивают измерение и контроль



параметров теплоносителя, и выдачу в щит управления сигналов о выходе параметров за пределы допустимых значений.

Щит электроуправления дает возможность как автоматического, так и ручного управления режимами работы АИТП: насосами и клапанами, переключения летнего и зимнего режимов, выдачи сигналов аварии при возникновении нештатных ситуаций, выходе оборудования из строя и отклонении контролируемых параметров теплоносителя от заданных предельных значений.

Важной особенностью модульного исполнения является то, что это универсальное средство регулирования, измерения, коммерческого учета и регистрации, управления и контроля (щит электроуправления с регулятором отопления и возможностью управления по модему), собранное в единое модульное устройство, позволяющее осуществить полную автоматизацию системы теплоснабжения.

При выборе данного варианта необходимо учесть дополнительный объем холодной воды, который будет необходим для горячего водоснабжения, пропускную способность водопроводов от водоисточников до потребителей и установленные мощности на объектах водоснабжения.

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

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе. Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Реконструкция открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения обусловлена следующими преимуществами:

- улучшение качества горячей воды (т.к. при открытой системе горячая вода может иметь запах, цветность, различные примеси, бактерии);
- снижение затрат на водоподготовку;
- повышение гидравлической стабильности работы системы теплоснабжения.

Для обеспечения потребителей тепловой энергией надлежащего качества, а также экономичных режимов выработки теплоты на источниках тепловой энергии и транспортировки ее по тепловым сетям выбирается соответствующий метод регулирования.

В зависимости от пункта осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование

Центральное регулирование - выполняется на теплоисточнике (ТЭЦ, котельной) по тому виду нагрузки, который преобладает у большинства потребителей, преимущественно, по нагрузке отопления, либо совместной нагрузке на отопление и горячее водоснабжение.

Эти нагрузки являются основными и при данном методе регулирования обеспечивают нагрузку горячего водоснабжения без дополнительного увеличения (или с незначительным увеличением) расчетного расхода сетевой воды относительно расчетного расхода воды на отопление.

Снижение расчетного расхода воды в сети приводит к уменьшению диаметров трубопроводов тепловых сетей, а, следовательно, и к снижению затрат на их сооружение.

Групповое регулирование – осуществляется в ЦТП для группы однотипных потребителей, например, для многоквартирных домов. В ЦТП задаются необходимые для потребителей параметры теплоносителя (расход, температура), которые поддерживаются в распределительных сетях.

Местное регулирование – это регулирование в ИТП. В ИТП проводится дополнительная корректировка с учетом особенностей конкретного потребителя тепла.

Индивидуальное регулирование – это регулирование непосредственно внутренних систем теплоснабжения (стояков, радиаторов, отопительных приборов), дополняющее другие виды регулирования.

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплоснабжения, но и по параметрам теплоносителя, поэтому центральное регулирование дополняется групповым, местным и индивидуальным, т.е. осуществляется комбинированное регулирование, которое обеспечивает соответствие между отпуском теплоты и ее потреблением.

По способу осуществления регулирования может быть автоматическим и ручным. Как правило, эффективное регулирование достигается с помощью соответствующих систем автоматического регулирования.

По методу регулирования тепловой нагрузки различают: качественное, количественное и качественно-количественное регулирование.

Преимуществом качественного регулирования тепловой нагрузки над количественным является наиболее стабильный гидравлический режим работы тепловых сетей и наименьшие

капитальные затраты, в то же время применение количественного регулирования позволяет работать системе теплоснабжения с пониженными расходами сетевой воды большую часть отопительного периода и значительной экономией электроэнергии на транспорт теплоносителя.

Существующие температурные графики источников теплоснабжения утверждены исходя из состояния тепловой сети и возможности источника поддерживать необходимые температурные режимы при имеющихся гидравлических параметрах работы сети.

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

Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы горячего водоснабжения к закрытой могут быть сформированы по результатам комплексного технико-экономического сравнения вариантов реализации перехода на закрытую схему ГВС с учетом капитальных и операционных затрат в сфере водоснабжения и водоотведения.

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

Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения может быть осуществлен по результатам комплексного технико-экономического сравнения вариантов реализации перехода на закрытую схему ГВС с учетом капитальных и операционных затрат в сфере водоснабжения и водоотведения.

Точные затраты на выполнение работ можно определить при учете всех мероприятий при разработке проектно-сметной документации по переводу потребителей на закрытую систему горячего водоснабжения.

В таблице 84 рассмотрена финансовая оценка мероприятий по варианту перехода потребителей открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения посредством установки АИТП.

Финансовая оценка мероприятий по установке АИТП проводилась в ценах 2024 г. по НЦС 81-02-19-2022 «Укрупненные нормативы цены строительства» с учетом территориальных коэффициентов для Ленинградской области.

Стоимость мероприятий по переводу открытой системы теплоснабжения на закрытую систему составит 2 256431,18 тыс. руб. без НДС.

**Таблица 84 – Финансовая оценка мероприятий по установке АИТП**

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
<b>МНОГОКВАРТИРНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА</b>								
1	ТУ1, Красных Фортов, 39	0,1265	1	0	0,147	1	20 420,93	2 701,69
2	ТУ1, Молодежная, 21	0,1327	1	0	0,154	1	20 420,93	2 830,34
3	ТУ1, Молодежная, 25	0,1327	1	0	0,154	1	20 420,93	2 830,34
4	ТУ1, Пр. Героев, 51	0,1577	1	0	0,183	1	15 413,10	2 538,54
5	ТУ1, Пр. Героев, 55	0,1345	1	0	0,156	1	20 420,93	2 867,10
6	ТУ1, Сибирская, 16	0,0088	1	0	0,01	1	20 420,93	183,79
7	ТУ12, Пр-т Героев, 5	0,0983	1	0	0,114	1	20 420,93	2 095,19
8	ТУ4, Пр. Героев, 51	0,1793	1	0	0,209	1	15 413,10	2 899,20
9	ТУ4, Пр. Героев, 55	0,1056	1	0	0,123	1	20 420,93	2 260,60
10	ТУ5, МЖД, Молодежная, 17	0,1369	1	0	0,159	1	20 420,93	2 922,24
11	ТУ5, Молодежная, 21	0,1327	1	0	0,154	1	20 420,93	2 830,34
12	ТУ5, Молодежная, 25	0,1327	1	0	0,154	1	20 420,93	2 830,34
13	ТУ5, Проспект Героев, 70	0,1848	1	0	0,215	1	15 413,10	2 982,43
14	ТУ6, Пр. Героев, 51	0,1301	1	0	0,151	1	20 420,93	2 775,20
	<b>Итого</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>0</b>		<b>14</b>		<b>35 547,34</b>
1	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 60	0,2239	0	1	0,26	1	15 413,10	3 606,67
2	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 60	0,34	0	1	0,395	1	10 243,74	3 641,65
3	ТУ1, Комсомольская, 3	0,1389	1	0	0,162	1	20 420,93	2 977,37
4	ТУ1, Кр. Фортов, 17	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
5	ТУ1, Кр. Фортов, 23	0,1651	1	0	0,192	1	15 413,10	2 663,38
6	ТУ1, Кр. Фортов, 27	0,1668	1	0	0,194	1	15 413,10	2 691,13
7	ТУ1, Кр. Фортов, 31	0,1651	1	0	0,192	1	15 413,10	2 663,38
8	ТУ1, Красных Фортов, 1	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
9	ТУ1, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
10	ТУ1, Красных Фортов, 20	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
11	ТУ1, Липовский проезд, 3	0,3098	0	1	0,36	1	10 243,74	3 318,97
12	ТУ1, Липовский проезд, 3	0,258	0	1	0,3	1	15 413,10	4 161,54
13	ТУ1, Липовский проезд, 3а	0,2494	0	1	0,29	1	15 413,10	4 022,82

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
14	ТУ1, Липовский проезд, 5	0,3098	0	1	0,36	1	10 243,74	3 318,97
15	ТУ1, МЖД, Высотная, 1	0,2288	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
16	ТУ1, МЖД, Высотная, 2	0,2437	0	1	0,283	1	15 413,10	3 925,72
17	ТУ1, МЖД, Высотная, 3	0,2174	0	1	0,253	1	15 413,10	3 509,56
18	ТУ1, МЖД, Высотная, 4	0,2419	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
19	ТУ1, МЖД, Высотная, 5	0,2213	0	1	0,257	1	15 413,10	3 565,05
20	ТУ1, МЖД, Высотная, 6	0,2224	0	1	0,259	1	15 413,10	3 592,79
21	ТУ1, МЖД, Высотная, 7	0,2663	0	1	0,31	1	15 413,10	4 300,25
22	ТУ1, МЖД, Высотная, 9	0,2172	0	1	0,253	1	15 413,10	3 509,56
23	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 4	0,1002	1	0	0,117	1	20 420,93	2 150,32
24	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 6	0,1822	1	0	0,212	1	15 413,10	2 940,82
25	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 9	0,2134	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
26	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 10	0,2276	0	1	0,265	1	15 413,10	3 676,02
27	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 12	0,2283	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
28	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 20	0,2377	0	1	0,276	1	15 413,10	3 828,61
29	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 8	0,2284	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
30	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 2	0,1636	1	0	0,19	1	15 413,10	2 635,64
31	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 25	0,3203	0	1	0,373	1	10 243,74	3 438,82
32	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 29	0,3203	0	1	0,373	1	10 243,74	3 438,82
33	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 4	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
34	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 8	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
35	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 4	0,2256	0	1	0,262	1	15 413,10	3 634,41
36	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 8	0,2289	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
37	ТУ1, МЖД, Ленинская, 11	0,0645	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
38	ТУ1, МЖД, Ленинская, 2	0,0645	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
39	ТУ1, МЖД, Ленинская, 3	0,0987	1	0	0,115	1	20 420,93	2 113,57
40	ТУ1, МЖД, Ленинская, 4	0,0661	1	0	0,077	1	20 420,93	1 415,17
41	ТУ1, МЖД, Ленинская, 5	0,0645	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
42	ТУ1, МЖД, Ленинская, 7	0,0645	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
43	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 19а	0,2138	0	1	0,249	1	15 413,10	3 454,08
44	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 23а	0,1856	1	0	0,216	1	15 413,10	2 996,31

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
45	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 9б	0,1844	1	0	0,214	1	15 413,10	2 968,56
46	ТУ1, МЖД, Липовский проезд 31б	0,1844	1	0	0,214	1	15 413,10	2 968,56
47	ТУ1, МЖД, Молодежная, 23	0,2547	0	1	0,296	1	15 413,10	4 106,05
48	ТУ1, МЖД, Молодежная, 33	0,1648	1	0	0,192	1	15 413,10	2 663,38
49	ТУ1, МЖД, Парковая, 28	0,314	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
50	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 12	0,1615	1	0	0,188	1	15 413,10	2 607,90
51	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 24	0,4369	0	1	0,508	1	10 243,74	4 683,44
52	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 26	0,4369	0	1	0,508	1	10 243,74	4 683,44
53	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 53	0,3203	0	1	0,373	1	10 243,74	3 438,82
54	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 38	0,2419	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
55	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 42	0,2419	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
56	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 44	0,2419	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
57	ТУ1, МЖД, Сибирская, 2	0,3076	0	1	0,358	1	10 243,74	3 300,53
58	ТУ1, МЖД, Сибирская, 5	0,2284	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
59	ТУ1, МЖД, Солнечная, 20	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
60	ТУ1, МЖД, Солнечная, 23	0,2928	0	1	0,341	1	15 413,10	4 730,28
61	ТУ1, МЖД, Солнечная, 7	0,2346	0	1	0,273	1	15 413,10	3 787,00
62	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 33	0,3203	0	1	0,373	1	10 243,74	3 438,82
63	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 6	0,3192	0	1	0,371	1	10 243,74	3 420,38
64	ТУ1, Молодежная, 15	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
65	ТУ1, Молодежная, 17	0,1369	1	0	0,159	1	20 420,93	2 922,24
66	ТУ1, Молодежная, 19	0,1435	1	0	0,167	1	20 420,93	3 069,27
67	ТУ1, Молодежная, 22а	0,1561	1	0	0,182	1	15 413,10	2 524,67
68	ТУ1, Парковая 74	0,1048	1	0	0,122	1	20 420,93	2 242,22
69	ТУ1, Пр-т Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
70	ТУ1, Пр. Героев, 57	0,3195	0	1	0,372	1	10 243,74	3 429,60
71	ТУ1, Проспект Героев, 22	0,2016	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
72	ТУ1, Проспект Героев, 52	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
73	ТУ1, Проспект Героев, 70	0,1848	1	0	0,215	1	15 413,10	2 982,43
74	ТУ1, Советская 15	0,0617	1	0	0,072	1	20 420,93	1 323,28

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
75	ТУ1, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
76	ТУ1, Солнечная, 22	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
77	ТУ1, Солнечная, 43	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
78	ТУ1, Солнечная, 47	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
79	ТУ1,, МЖД, Кр. Фортов, 6	0,1609	1	0	0,187	1	15 413,10	2 594,02
80	ТУ1, Комсомольская, 5	0,1558	1	0	0,181	1	15 413,10	2 510,79
81	ТУ1, Красных Фортов, 18	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
82	ТУ1, Ленинградская, 56	0,5057	0	1	0,588	1	10 243,74	5 420,99
83	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 18	0,2264	0	1	0,263	1	15 413,10	3 648,28
84	ТУ1, МЖД, Ленинская, 1	0,093	1	0	0,108	1	20 420,93	1 984,91
85	ТУ1, МЖД, Ленинская, 6	0,1138	1	0	0,132	1	20 420,93	2 426,01
86	ТУ1, МЖД, Ленинская, 8	0,0645	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
87	ТУ1, МЖД, Ленинская, 9	0,0669	1	0	0,078	1	20 420,93	1 433,55
88	ТУ1, МЖД, Сибирская, 3	0,2617	0	1	0,304	1	15 413,10	4 217,02
89	ТУ1, Молодежная, 30а	0,1561	1	0	0,182	1	15 413,10	2 524,67
90	ТУ1, Пр-т Героев, 29	0,365	0	1	0,424	1	10 243,74	3 909,01
91	ТУ1, Пр-т Героев, 5	0,2095	0	1	0,244	1	15 413,10	3 384,72
92	ТУ1, Проспект Героев, 40	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
93	ТУ1, Проспект Героев, 68	0,4835	0	1	0,562	1	10 243,74	5 181,28
94	ТУ1, Пр-т Героев, 27	0,17797	1	0	0,207	1	15 413,10	2 871,46
95	ТУ10, Пр-т Героев, 5	0,1623	1	0	0,189	1	15 413,10	2 621,77
96	ТУ11, Пр-кт Героев, 5	0,1135	1	0	0,132	1	20 420,93	2 426,01
97	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44Б	0,0224	1	0	0,026	1	20 420,93	477,85
98	ТУ2, Красных Фортов, 18	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
99	ТУ2, Красных Фортов, 20	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
100	ТУ2, Красных Фортов, 39	0,2274	0	1	0,264	1	15 413,10	3 662,15
101	ТУ2, Липовский проезд, 5а	0,0198	1	0	0,023	1	20 420,93	422,71
102	ТУ2, МЖД, Кр. Фортов, 2	0,1636	1	0	0,19	1	15 413,10	2 635,64
103	ТУ2, МЖД, Кр. Фортов, 4	0,1609	1	0	0,187	1	15 413,10	2 594,02
104	ТУ2, МЖД, Парковая 74	0,3528	0	1	0,41	1	10 243,74	3 779,94
105	ТУ2, МЖД, Пр. Героев, 57	0,3195	0	1	0,372	1	10 243,74	3 429,60



№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
106	ТУ2, МЖД, Солнечная, 20	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
107	ТУ2, Молодежная, 15	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
108	ТУ2, Молодежная, 17	0,234	0	1	0,272	1	15 413,10	3 773,13
109	ТУ2, Молодежная, 19	0,1971	1	0	0,229	1	15 413,10	3 176,64
110	ТУ2, Молодежная, 21	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
111	ТУ2, Молодежная, 25	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
112	ТУ2, Молодежная, 33	0,2114	0	1	0,246	1	15 413,10	3 412,46
113	ТУ2, Пр-т Героев, 27	0,2589	0	1	0,301	1	15 413,10	4 175,41
114	ТУ2, Пр-т Героев, 29	0,3458	0	1	0,402	1	10 243,74	3 706,19
115	ТУ2, Пр-т Героев, 5	0,1759	1	0	0,205	1	15 413,10	2 843,72
116	ТУ2, Пр. Героев, 51	0,1729	1	0	0,201	1	15 413,10	2 788,23
117	ТУ2, Пр. Героев, 55	0,1896	1	0	0,221	1	15 413,10	3 065,67
118	ТУ2, Проспект Героев, 22	0,2016	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
119	ТУ2, Проспект Героев, 40	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
120	ТУ2, Проспект Героев, 52	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
121	ТУ2, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
122	ТУ2, Солнечная, 22	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
123	ТУ2, Солнечная, 43	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
124	ТУ2, Солнечная, 47	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
125	ТУ2, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
126	ТУ2, Проспект Героев, 70	0,2589	0	1	0,301	1	15 413,10	4 175,41
127	ТУ2, Красных Фортов, 17	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
128	ТУ2, Красных Фортов, 23	0,2107	0	1	0,245	1	15 413,10	3 398,59
129	ТУ2, Красных Фортов, 27	0,2107	0	1	0,245	1	15 413,10	3 398,59
130	ТУ2, Красных Фортов, 31	0,2107	0	1	0,245	1	15 413,10	3 398,59
131	ТУ2, Красных Фортов, 1	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
132	ТУ2, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
133	ТУ3, Кр. Фортов, 23	0,2147	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
134	ТУ3, Кр. Фортов, 27	0,2107	0	1	0,245	1	15 413,10	3 398,59
135	ТУ3, Кр. Фортов, 31	0,2147	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
136	ТУ3, Красных Фортов, 1	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
137	ТУ3, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
138	ТУ3, Красных Фортов, 18	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
139	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 17	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
140	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 2	0,1636	1	0	0,19	1	15 413,10	2 635,64
141	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 41	0,2144	0	1	0,249	1	15 413,10	3 454,08
142	ТУ3, МЖД, Солнечная, 22	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
143	ТУ3, Молодежная, 15	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
144	ТУ3, Молодежная, 17	0,1448	1	0	0,168	1	20 420,93	3 087,64
145	ТУ3, Молодежная, 19	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
146	ТУ3, Молодежная, 21	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
147	ТУ3, Молодежная, 25	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
148	ТУ3, Молодежная, 33	0,1592	1	0	0,185	1	15 413,10	2 566,28
149	ТУ3, Пр-т Героев, 27	0,2654	0	1	0,309	1	15 413,10	4 286,38
150	ТУ3, Пр-т Героев, 29	0,3282	0	1	0,382	1	10 243,74	3 521,80
151	ТУ3, Пр. Героев, 51	0,1729	1	0	0,201	1	15 413,10	2 788,23
152	ТУ3, Пр. Героев, 55	0,2148	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
153	ТУ3, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
154	ТУ3, Проспект Героев, 22	0,2016	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
155	ТУ3, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
156	ТУ3, Солнечная, 43	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
157	ТУ3, Солнечная, 47	0,2619	0	1	0,305	1	15 413,10	4 230,90
158	ТУ3, Красных Фортов, 39	0,2425	0	1	0,282	1	15 413,10	3 911,84
159	ТУ3, Пр-т Героев, 5	0,1855	1	0	0,216	1	15 413,10	2 996,31
160	ТУ3, Проспект Героев, 70	0,2654	0	1	0,309	1	15 413,10	4 286,38
161	ТУ4, Кр. Фортов, 23	0,1899	1	0	0,221	1	15 413,10	3 065,67
162	ТУ4, Кр. Фортов, 31	0,1899	1	0	0,221	1	15 413,10	3 065,67
163	ТУ4, Красных Фортов, 1	0,242	0	1	0,281	1	15 413,10	3 897,97
164	ТУ4, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
165	ТУ4, Красных Фортов, 39	0,2585	0	1	0,301	1	15 413,10	4 175,41
166	ТУ4, МЖД, Кр. Фортов, 2	0,0737	1	0	0,086	1	20 420,93	1 580,58
167	ТУ4, МЖД, Кр. Фортов, 27	0,1899	1	0	0,221	1	15 413,10	3 065,67

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
168	ТУ4, Молодежная, 15	0,2644	0	1	0,307	1	15 413,10	4 258,64
169	ТУ4, Молодежная, 17	0,234	0	1	0,272	1	15 413,10	3 773,13
170	ТУ4, Молодежная, 19	0,1615	1	0	0,188	1	15 413,10	2 607,90
171	ТУ4, Молодежная, 21	0,1615	1	0	0,188	1	15 413,10	2 607,90
172	ТУ4, Молодежная, 25	0,1615	1	0	0,188	1	15 413,10	2 607,90
173	ТУ4, Молодежная, 33	0,2082	0	1	0,242	1	15 413,10	3 356,97
174	ТУ4, Пр-т Героев, 27	0,259	0	1	0,301	1	15 413,10	4 175,41
175	ТУ4, Пр-т Героев, 31	0,3604	0	1	0,419	1	10 243,74	3 862,91
176	ТУ4, Проспект Героев, 22	0,2016	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
177	ТУ4, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
178	ТУ4, Ленинградская, 60	0,1243	1	0	0,145	1	20 420,93	2 664,93
179	ТУ4, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
180	ТУ4, Проспект Героев, 70	0,2589	0	1	0,301	1	15 413,10	4 175,41
181	ТУ5, Пр. Героев, 55	0,2148	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
182	ТУ5, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
183	ТУ5, Молодежная, 19	0,1327	1	0	0,154	1	20 420,93	2 830,34
184	ТУ5, Молодежная, 33	0,2114	0	1	0,246	1	15 413,10	3 412,46
185	ТУ5, Пр-т Героев, 27	0,1848	1	0	0,215	1	15 413,10	2 982,43
186	ТУ5, Пр-т Героев, 29	0,3442	0	1	0,4	1	10 243,74	3 687,75
187	ТУ5, Пр-т Героев, 5	0,1951	1	0	0,227	1	15 413,10	3 148,90
188	ТУ5, Пр. Героев, 51	0,1867	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
189	ТУ5, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
190	ТУ5, Проспект Героев, 22	0,2016	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
191	ТУ5, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23
192	ТУ6, Красных Фортов, 16	0,2151	0	1	0,25	1	15 413,10	3 467,95
193	ТУ6, Молодежная, 33	0,2114	0	1	0,246	1	15 413,10	3 412,46
194	ТУ6, Пр-т Героев, 29	0,3234	0	1	0,376	1	10 243,74	3 466,48
195	ТУ6, Пр-т Героев, 5	0,1863	1	0	0,217	1	15 413,10	3 010,18
196	ТУ6, Пр. Героев, 55	0,1345	1	0	0,156	1	20 420,93	2 867,10
197	ТУ6, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
198	ТУ6, Солнечная, 14	0,2403	0	1	0,279	1	15 413,10	3 870,23

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
199	ТУ7 Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
200	ТУ7, Пр-т Героев, 29	0,3842	0	1	0,447	1	10 243,74	4 121,06
201	ТУ7, Пр-т Героев, 5	0,1951	1	0	0,227	1	15 413,10	3 148,90
202	ТУ8, Проспект Героев, 14	0,213	0	1	0,248	1	15 413,10	3 440,20
203	ТУ9, Пр-т Героев, 5	0,1943	1	0	0,226	1	15 413,10	3 135,02
204	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 40	0,342	0	1	0,398	1	10 243,74	3 669,31
205	ТУ1, Проспект Героев, 66	0,4835	0	1	0,562	1	10 243,74	5 181,28
206	ТУ1, Ленинградская, 30	0,059	1	0	0,069	1	20 420,93	1 268,14
207	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 30	0,2125	0	1	0,247	1	15 413,10	3 426,33
208	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 30	0,059	1	0	0,069	1	20 420,93	1 268,14
209	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 58	0,2559	0	1	0,298	1	15 413,10	4 133,79
210	ТУ1, Липовский проезд, 1	0,3239	0	1	0,377	1	10 243,74	3 475,70
211	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 16	0,271	0	1	0,315	1	15 413,10	4 369,61
212	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 18	0,2322	0	1	0,27	1	15 413,10	3 745,38
213	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 38	0,342	0	1	0,398	1	10 243,74	3 669,31
214	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 48	0,342	0	1	0,398	1	10 243,74	3 669,31
215	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 50	0,342	0	1	0,398	1	10 243,74	3 669,31
216	ТУ1, МЖД, Молодежная, 72	0,2799	0	1	0,326	1	15 413,10	4 522,20
217	ТУ1, МЖД, Молодежная, 74	0,387	0	1	0,45	1	10 243,74	4 148,71
218	ТУ1, МЖД, Молодежная, 76	0,533	0	1	0,62	1	10 243,74	5 716,01
219	ТУ1, МЖД, Парковая, 20	0,6009	0	1	0,699	1	9 787,77	6 157,49
220	ТУ1, МЖД, Солнечная, 3	0,2264	0	1	0,263	1	15 413,10	3 648,28
221	ТУ1, МЖД, Солнечная, 5	0,2305	0	1	0,268	1	15 413,10	3 717,64
	<b>Итого</b>	<b>50,003</b>	<b>70</b>	<b>151</b>		<b>221</b>		<b>752 595,86</b>
1	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 21	0,3833	0	1	0,446	1	10 243,74	4 111,84
2	ТУ1, Кр. Фортов, 41	0,3061	0	1	0,356	1	10 243,74	3 282,09
3	ТУ1, Кр. Фортов, 5	0,5857	0	1	0,681	1	9 787,77	5 998,92
4	ТУ1, Липовский проезд, 3	0,2013	0	1	0,234	1	15 413,10	3 246,00
5	ТУ1, Липовский проезд, 5	0,3287	0	1	0,382	1	10 243,74	3 521,80
6	ТУ1, Липовский проезд, 5	0,1848	1	0	0,215	1	15 413,10	2 982,43
7	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 54	0,3778	0	1	0,439	1	10 243,74	4 047,30

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
8	ТУ1, МЖД, Солнечная, 25	0,2928	0	1	0,341	1	15 413,10	4 730,28
9	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 10	0,2897	0	1	0,337	1	15 413,10	4 674,79
10	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 12	0,2711	0	1	0,315	1	15 413,10	4 369,61
11	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 14	0,2489	0	1	0,289	1	15 413,10	4 008,95
12	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 15	0,4352	0	1	0,506	1	10 243,74	4 665,00
13	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 8	0,2323	0	1	0,27	1	15 413,10	3 745,38
14	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 12	0,2866	0	1	0,333	1	15 413,10	4 619,31
15	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 8	0,2272	0	1	0,264	1	15 413,10	3 662,15
16	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 24	0,8086	0	1	0,94	1	8 234,99	6 966,80
17	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 35	0,3805	0	1	0,443	1	10 243,74	4 084,18
18	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 37	0,3805	0	1	0,443	1	10 243,74	4 084,18
19	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 45	0,2994	0	1	0,348	1	15 413,10	4 827,38
20	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 47	0,3009	0	1	0,35	1	15 413,10	4 855,13
21	ТУ1, МЖД, Красных Фортов, 10	0,7016	0	1	0,816	1	9 787,77	7 188,14
22	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 1	0,1728	1	0	0,201	1	15 413,10	2 788,23
23	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 10	0,324	0	1	0,377	1	10 243,74	3 475,70
24	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 12	0,3302	0	1	0,384	1	10 243,74	3 540,24
25	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 14	0,228	0	1	0,265	1	15 413,10	3 676,02
26	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 16	0,2275	0	1	0,265	1	15 413,10	3 676,02
27	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 2	0,2283	0	1	0,266	1	15 413,10	3 689,90
28	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 20	0,2263	0	1	0,263	1	15 413,10	3 648,28
29	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 22	0,2487	0	1	0,289	1	15 413,10	4 008,95
30	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 24	0,2337	0	1	0,272	1	15 413,10	3 773,13
31	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 26	0,2696	0	1	0,314	1	15 413,10	4 355,74
32	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 52	0,3615	0	1	0,42	1	10 243,74	3 872,13
33	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 10	0,586	0	1	0,682	1	9 787,77	6 007,73
34	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 3	0,6245	0	1	0,726	1	9 787,77	6 395,33
35	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 8	0,5051	0	1	0,587	1	10 243,74	5 411,77
36	ТУ1, МЖД, Молодежная, 18	1,053	0	1	1,225	1	8 234,99	9 079,08
37	ТУ1, МЖД, Молодежная, 41	0,2995	0	1	0,348	1	15 413,10	4 827,38
38	ТУ1, МЖД, Молодежная, 54	0,7321	0	1	0,851	1	9 787,77	7 496,45

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
39	ТУ1, МЖД, Молодежная, 62	1,0223	0	1	1,189	1	8 234,99	8 812,26
40	ТУ1, МЖД, Молодежная, 80	0,3658	0	1	0,425	1	10 243,74	3 918,23
41	ТУ1, МЖД, Молодежная, 84	0,3976	0	1	0,462	1	10 243,74	4 259,35
42	ТУ1, МЖД, Парковая 13	0,3596	0	1	0,418	1	10 243,74	3 853,69
43	ТУ1, МЖД, Парковая, 16	0,673	0	1	0,783	1	9 787,77	6 897,44
44	ТУ1, МЖД, Парковая, 22	0,2316	0	1	0,269	1	15 413,10	3 731,51
45	ТУ1, МЖД, Парковая, 26	0,304	0	1	0,354	1	10 243,74	3 263,66
46	ТУ1, МЖД, Парковая, 30	0,507	0	1	0,59	1	10 243,74	5 439,43
47	ТУ1, МЖД, Парковая, 36	0,3819	0	1	0,444	1	10 243,74	4 093,40
48	ТУ1, МЖД, Парковая, 44	0,548	0	1	0,637	1	10 243,74	5 872,74
49	ТУ1, МЖД, Парковая, 46	0,7202	0	1	0,838	1	9 787,77	7 381,94
50	ТУ1, МЖД, Парковая, 48	0,507	0	1	0,59	1	10 243,74	5 439,43
51	ТУ1, МЖД, Парковая, 50	0,1913	1	0	0,222	1	15 413,10	3 079,54
52	ТУ1, МЖД, Парковая, 54	0,19741	1	0	0,23	1	15 413,10	3 190,51
53	ТУ1, МЖД, Парковая, 56	0,4997	0	1	0,581	1	10 243,74	5 356,45
54	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 19	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
55	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 23	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
56	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 28	0,3318	0	1	0,386	1	10 243,74	3 558,68
57	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 30	0,3318	0	1	0,386	1	10 243,74	3 558,68
58	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 32	0,3318	0	1	0,386	1	10 243,74	3 558,68
59	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 34	0,3318	0	1	0,386	1	10 243,74	3 558,68
60	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 58	0,3778	0	1	0,439	1	10 243,74	4 047,30
61	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 60	0,6245	0	1	0,726	1	9 787,77	6 395,33
62	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 62	0,3778	0	1	0,439	1	10 243,74	4 047,30
63	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 9	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
64	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 33	0,7436	0	1	0,865	1	9 787,77	7 619,78
65	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 33б	0,4719	0	1	0,549	1	10 243,74	5 061,43
66	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 48	0,7064	0	1	0,822	1	9 787,77	7 240,99
67	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 50	0,7064	0	1	0,822	1	9 787,77	7 240,99
68	ТУ1, МЖД, Сибирская, 1	0,3186	0	1	0,371	1	10 243,74	3 420,38
69	ТУ1, МЖД, Сибирская, 10	0,2529	0	1	0,294	1	15 413,10	4 078,31

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
70	ТУ1, МЖД, Сибирская, 12	0,2566	0	1	0,298	1	15 413,10	4 133,79
71	ТУ1, МЖД, Сибирская, 4	0,3238	0	1	0,377	1	10 243,74	3 475,70
72	ТУ1, МЖД, Сибирская, 6	0,3913	0	1	0,455	1	10 243,74	4 194,81
73	ТУ1, МЖД, Сибирская, 8	0,4004	0	1	0,466	1	10 243,74	4 296,22
74	ТУ1, МЖД, Солнечная, 11	0,2364	0	1	0,275	1	15 413,10	3 814,74
75	ТУ1, МЖД, Солнечная, 15	0,272	0	1	0,316	1	15 413,10	4 383,49
76	ТУ1, МЖД, Солнечная, 17	0,3968	0	1	0,461	1	10 243,74	4 250,13
77	ТУ1, МЖД, Солнечная, 32	0,6926	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
78	ТУ1, МЖД, Солнечная, 43/2	0,7404	0	1	0,861	1	9 787,77	7 584,54
79	ТУ1, МЖД, Солнечная, 49	0,6926	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
80	ТУ1, МЖД, Солнечная, 9	0,3394	0	1	0,395	1	10 243,74	3 641,65
81	ТУ1, МЖД, Молодежная, 56	0,7321	0	1	0,851	1	9 787,77	7 496,45
82	ТУ1, Молодежная, 3	0,6245	0	1	0,726	1	9 787,77	6 395,33
83	ТУ1, Молодежная, 48	0,5905	0	1	0,687	1	9 787,77	6 051,78
84	ТУ1, Парковая, 18	0,578	0	1	0,672	1	9 787,77	5 919,64
85	ТУ1, МЖД, Парковая, 32	0,1892	1	0	0,22	1	15 413,10	3 051,79
86	ТУ1, Солнечная, 34	0,6245	0	1	0,726	1	9 787,77	6 395,33
87	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 19	0,4352	0	1	0,506	1	10 243,74	4 665,00
88	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 21	0,355	0	1	0,413	1	10 243,74	3 807,60
89	ТУ1, МЖД, Парковая, 34	0,1892	1	0	0,22	1	15 413,10	3 051,79
90	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 11	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
91	ТУ1, Молодежная, 28	0,6599	0	1	0,767	1	9 787,77	6 756,50
92	ТУ1, Молодежная, 30	0,7802	0	1	0,907	1	9 787,77	7 989,76
93	ТУ1, Пр-т Героев, 64	0,4153	0	1	0,483	1	10 243,74	4 452,95
94	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44	0,0946	1	0	0,11	1	20 420,93	2 021,67
95	ТУ2, Красных Фортков, 41	0,2951	0	1	0,343	1	15 413,10	4 758,02
96	ТУ2, МЖД, Ленинградская, 52	0,2711	0	1	0,315	1	15 413,10	4 369,61
97	ТУ2, Парковая, 24	0,5909	0	1	0,687	1	9 787,77	6 051,78
98	ТУ2, Молодежная, 48	0,5905	0	1	0,687	1	9 787,77	6 051,78
99	ТУ2, Проспект Героев, 64	0,3763	0	1	0,438	1	10 243,74	4 038,08
100	ТУ2Э, Ленинградская, 60	0,4275	0	1	0,497	1	10 243,74	4 582,02

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
101	ТУ2, Парковая, 18	0,578	0	1	0,672	1	9 787,77	5 919,64
102	ТУ3, МЖД, Ленинградская, 52	0,2912	0	1	0,339	1	15 413,10	4 702,54
103	ТУ3, Проспект Героев, 64	0,3923	0	1	0,456	1	10 243,74	4 204,03
104	ТУ4, Пр-т Героев, 29	0,3842	0	1	0,447	1	10 243,74	4 121,06
105	ТУ4, Проспект Героев, 64	0,3923	0	1	0,456	1	10 243,74	4 204,03
106	ТУ5, Проспект Героев, 64	0,6923	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
107	ТУ6, Проспект Героев, 64	0,3923	0	1	0,456	1	10 243,74	4 204,03
108	ТУ7, Проспект Героев, 64	0,3923	0	1	0,456	1	10 243,74	4 204,03
109	ТУ8, Проспект Героев, 64		1	0		1		
110	ТУ1, общие, Комсомольская, 13	0,2567	0	1	0,299	1	15 413,10	4 147,67
111	ТУ1, общие/МЖД, Мира, 3	0,816	0	1	0,949	1	8 234,99	7 033,50
112	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 34	0,3251	0	1	0,378	1	10 243,74	3 484,92
113	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 34	0,2437	0	1	0,283	1	15 413,10	3 925,72
114	ТУ3, Ленинградская, 30	0,2276	0	1	0,265	1	15 413,10	3 676,02
115	ТУ1, Ленинградская, 36	0,3491	0	1	0,406	1	10 243,74	3 743,06
116	ТУ2, Ленинградская, 36	0,2909	0	1	0,338	1	15 413,10	4 688,67
117	ТУ3, Ленинградская, 36	0,2909	0	1	0,338	1	15 413,10	4 688,67
118	ТУ1, Липовский проезд, 5а	0,547	0	1	0,636	1	10 243,74	5 863,52
119	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 12	0,5086	0	1	0,592	1	10 243,74	5 457,86
120	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 14	0,5086	0	1	0,592	1	10 243,74	5 457,86
121	ТУ1, МЖД, Молодежная, 78	0,6077	0	1	0,707	1	9 787,77	6 227,96
122	ТУ1, МЖД, Парковая 17	0,3429	0	1	0,399	1	10 243,74	3 678,53
123	ТУ1, Парковая, 32а	0,3658	0	1	0,425	1	10 243,74	3 918,23
124	ТУ1, МЖД, Парковая, 62	0,4606	0	1	0,536	1	10 243,74	4 941,58
125	ТУ1, МЖД, Парковая, 70	0,3314	0	1	0,385	1	10 243,74	3 549,46
126	ТУ1, МЖД, Сибирская, 14	0,395	0	1	0,459	1	10 243,74	4 231,69
127	ТУ1, МЖД, Сибирская, 16	0,395	0	1	0,459	1	10 243,74	4 231,69
128	ТУ1, МЖД, Солнечная, 26	0,586	0	1	0,682	1	9 787,77	6 007,73
	<b>Итого</b>		<b>8</b>	<b>120</b>		<b>128</b>		<b>608 909,19</b>
1	ТУ1 ЭЛ1, Молодежная, 60	0,3135	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
2	ТУ1 ЭЛ1, Молодежная, 44	0,2797	0	1	0,325	1	15 413,10	4 508,33



№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
3	ТУ1 ЭЛ2, Молодежная, 44	0,2797	0	1	0,325	1	15 413,10	4 508,33
4	ТУ1 ЭЛ2, Молодежная, 60	0,3135	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
5	ТУ2 ЭЛ1, Молодежная, 44	0,2797	0	1	0,325	1	15 413,10	4 508,33
6	ТУ2 ЭЛ1, Молодежная, 60	0,3135	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
7	ТУ2 ЭЛ2, Молодежная, 44	0,2797	0	1	0,325	1	15 413,10	4 508,33
8	ТУ2 ЭЛ2, Молодежная, 60	0,3135	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
9	ТУ1, Комсомольская, 7	0,2201	0	1	0,256	1	15 413,10	3 551,18
10	ТУ1, Кр. Фортов, 7	0,5474	0	1	0,637	1	10 243,74	5 872,74
11	ТУ1, Ленинградская 66	0,6183	0	1	0,719	1	9 787,77	6 333,67
12	ТУ1, Ленинградская, 28	0,279	0	1	0,324	1	15 413,10	4 494,46
13	ТУ1, Липовский проезд, 11	0,4669	0	1	0,543	1	10 243,74	5 006,12
14	ТУ1, Липовский проезд, 17	0,4671	0	1	0,543	1	10 243,74	5 006,12
15	ТУ1, Липовский проезд, 29	0,5555	0	1	0,646	1	10 243,74	5 955,71
16	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 56	0,6245	0	1	0,726	1	9 787,77	6 395,33
17	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 10	0,1554	1	0	0,181	1	15 413,10	2 510,79
18	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 2	0,1904	1	0	0,221	1	15 413,10	3 065,67
19	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 25	0,35	0	1	0,407	1	10 243,74	3 752,28
20	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 2	0,6076	0	1	0,707	1	9 787,77	6 227,96
21	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 6	0,3623	0	1	0,421	1	10 243,74	3 881,35
22	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 9	0,4873	0	1	0,567	1	10 243,74	5 227,38
23	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 19	0,6956	0	1	0,809	1	9 787,77	7 126,48
24	ТУ1, МЖД, Липовский проезд, 23	0,5428	0	1	0,631	1	10 243,74	5 817,42
25	ТУ1, МЖД, Липовский проезд, 31	0,203	0	1	0,236	1	15 413,10	3 273,74
26	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 16	0,586	0	1	0,682	1	9 787,77	6 007,73
27	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 6	0,6004	0	1	0,698	1	9 787,77	6 148,68
28	ТУ1, МЖД, Молодежная, 10	0,6852	0	1	0,797	1	9 787,77	7 020,77
29	ТУ1, МЖД, Молодежная, 12	0,6852	0	1	0,797	1	9 787,77	7 020,77
30	ТУ1, МЖД, Молодежная, 39	0,2995	0	1	0,348	1	15 413,10	4 827,38
31	ТУ1, МЖД, Молодежная, 64	0,64	0	1	0,744	1	9 787,77	6 553,89

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
32	ТУ1, МЖД, Молодежная, 68	0,5912	0	1	0,688	1	9 787,77	6 060,59
33	ТУ1, МЖД, Молодежная, 8	0,6852	0	1	0,797	1	9 787,77	7 020,77
34	ТУ1, МЖД, Парковая 15	0,74	0	1	0,861	1	9 787,77	7 584,54
35	ТУ1, МЖД, Парковая 21	0,2035	0	1	0,237	1	15 413,10	3 287,61
36	ТУ1, МЖД, Парковая, 24	0,5909	0	1	0,687	1	9 787,77	6 051,78
37	ТУ1, МЖД, Парковая, 38	0,314	0	1	0,365	1	10 243,74	3 365,07
38	ТУ1, МЖД, Парковая, 40	0,6581	0	1	0,765	1	9 787,77	6 738,88
39	ТУ1, МЖД, Парковая, 64	0,562	0	1	0,654	1	10 243,74	6 029,47
40	ТУ1, МЖД, Парковая, 66	0,4014	0	1	0,467	1	10 243,74	4 305,44
41	ТУ1, МЖД, Парковая, 68	0,4013	0	1	0,467	1	10 243,74	4 305,44
42	ТУ1, МЖД, Парковая, 72	1,2393	0	1	1,441	1	8 234,99	10 679,96
43	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 4	0,6924	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
44	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 6	0,6924	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
45	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 8	0,6924	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
46	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 13	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
47	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 15	0,4213	0	1	0,49	1	10 243,74	4 517,49
48	ТУ1, МЖД, Солнечная, 23а	0,8202	0	1	0,954	1	8 234,99	7 070,56
49	ТУ1, МЖД, Солнечная, 25а	0,9156	0	1	1,065	1	8 234,99	7 893,24
50	ТУ1, МЖД, Солнечная, 30	0,6573	0	1	0,764	1	9 787,77	6 730,07
51	ТУ1, МЖД, Солнечная, 30/2	0,6926	0	1	0,805	1	9 787,77	7 091,24
52	ТУ1, МЖД, Солнечная, 35	1,1938	0	1	1,388	1	8 234,99	10 287,15
53	ТУ1, МЖД, Солнечная, 37	1,1938	0	1	1,388	1	8 234,99	10 287,15
54	ТУ1, МЖД, Солнечная, 39	1,1938	0	1	1,388	1	8 234,99	10 287,15
55	ТУ1, МЖД, Солнечная, 45	1,1938	0	1	1,388	1	8 234,99	10 287,15
56	ТУ1, МЖД, Солнечная, 53	0,5607	0	1	0,652	1	10 243,74	6 011,03
57	ТУ1, Машиностроителей, 2	1,1192	0	1	1,302	1	8 234,99	9 649,76
58	ТУ1, Машиностроителей, 6	0,964	0	1	1,121	1	8 234,99	8 308,28
59	ТУ1, Машиностроителей, 8	0,964	0	1	1,121	1	8 234,99	8 308,28
60	ТУ1, Молодежная, 16	0,814	0	1	0,947	1	8 234,99	7 018,68
61	ТУ1, Молодежная, 22	0,9323	0	1	1,084	1	8 234,99	8 034,06
62	ТУ1, Молодежная, 24	0,9383	0	1	1,091	1	8 234,99	8 085,94

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
63	ТУ1, Парковая, 14	0,578	0	1	0,672	1	9 787,77	5 919,64
64	ТУ1, Пр-т Героев, 31	0,3896	0	1	0,453	1	10 243,74	4 176,37
65	ТУ1, общежитие /МЖД, Космонавтов, 22	0,4793	0	1	0,557	1	10 243,74	5 135,19
66	ТУ1, общежитие, Кр. Фортов, 11/2	0,7728	0	1	0,899	1	9 787,77	7 919,28
67	ТУ1, общежитие, Кр. Фортов, 13	0,7728	0	1	0,899	1	9 787,77	7 919,28
68	ТУ1, общежитие, Кр. Фортов, 15	0,7728	0	1	0,899	1	9 787,77	7 919,28
69	ТУ1, общежитие, Комсомольская, 15	0,245	0	1	0,285	1	15 413,10	3 953,46
70	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44А	0,2803	0	1	0,326	1	15 413,10	4 522,20
71	ТУ2, Ленинградская, 28	0,334	0	1	0,388	1	10 243,74	3 577,11
72	ТУ1, Ленинградская, 33	0,4848	0	1	0,564	1	10 243,74	5 199,72
73	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 14	0,3114	0	1	0,362	1	10 243,74	3 337,41
74	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 21а	0,355	0	1	0,413	1	10 243,74	3 807,60
75	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 23	0,3965	0	1	0,461	1	10 243,74	4 250,13
76	ТУ1, МЖД, Молодежная, 20	0,9323	0	1	1,084	1	8 234,99	8 034,06
77	ТУ2, Ленинградская 66	0,6183	0	1	0,719	1	9 787,77	6 333,67
78	ТУ2, Липовский проезд, 17	0,467	0	1	0,543	1	10 243,74	5 006,12
79	ТУ2, Липовский проезд, 29	0,5545	0	1	0,645	1	10 243,74	5 946,49
80	ТУ2, Машиностроителей, 2	1,4651	0	1	1,704	1	8 234,99	12 629,18
81	ТУ2, Машиностроителей, 6	0,9584	0	1	1,115	1	8 234,99	8 263,81
82	ТУ2, Машиностроителей, 8	0,9584	0	1	1,115	1	8 234,99	8 263,81
83	ТУ2, Парковая, 14	0,578	0	1	0,672	1	9 787,77	5 919,64
84	ТУ2, Пр-т Героев, 31	0,3499	0	1	0,407	1	10 243,74	3 752,28
85	ТУ3, Пр-т Героев, 31	0,3905	0	1	0,454	1	10 243,74	4 185,59
86	ТУ3, Ленинградская, 60	0,398	0	1	0,463	1	10 243,74	4 268,57
87	ТУ1, МЖД, Ленинградская 66а	0,4617	0	1	0,537	1	10 243,74	4 950,80
88	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 72	0,4238	0	1	0,493	1	10 243,74	4 545,15
89	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 32	0,2609	0	1	0,303	1	15 413,10	4 203,15
90	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 32	0,2609	0	1	0,303	1	15 413,10	4 203,15

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
91	ТУ2, Ленинградская, 30	0,193	1	0	0,224	1	15 413,10	3 107,28
92	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 58	0,2559	0	1	0,298	1	15 413,10	4 133,79
93	ТУ1, МЖД, Молодежная, 7	0,7471	0	1	0,869	1	9 787,77	7 655,01
94	ТУ1, МЖД, Молодежная, 9	0,7181	0	1	0,835	1	9 787,77	7 355,51
95	ТУ1, МЖД, Парковая, 42	0,3031	0	1	0,353	1	10 243,74	3 254,44
96	ТУ1, МЖД, Парковая, 60	0,8551	0	1	0,994	1	8 234,99	7 367,02
97	ТУ1, МЖД, Солнечная, 33	1,1938	0	1	1,388	1	8 234,99	10 287,15
98	ТУ1, Машиностроителей, 4	0,964	0	1	1,121	1	8 234,99	8 308,28
99	ТУ2, Машиностроителей, 4	0,9584	0	1	1,115	1	8 234,99	8 263,81
100	ТУ1, Молодежная, 26	0,6637	0	1	0,772	1	9 787,77	6 800,54
101	ТУ2, Ленинградская 70	0,6659	0	1	0,774	1	9 787,77	6 818,16
102	ТУ3, Ленинградская 70	0,5453	0	1	0,634	1	10 243,74	5 845,08
103	ТУ1, МЖД, Парковая, 52	0,418	0	1	0,486	1	10 243,74	4 480,61
104	ТУ1, обж-ие/МЖД, Космонавтов, 26	0,9033	0	1	1,051	1	8 234,99	7 789,48
	<b>Итого</b>		<b>3</b>	<b>101</b>		<b>104</b>		<b>623267,52</b>
1	ТУ1, Липовский проезд, 33	0,6476	0	1	0,753	1	9 787,77	6 633,17
2	ТУ1, МЖД, Молодежная, 1	1,5195	0	1	1,767	1	8 234,99	13 096,10
3	ТУ1, МЖД, Молодежная, 42	0,9954	0	1	1,158	1	8 234,99	8 582,51
4	ТУ1, МЖД, Молодежная, 66	1,115	0	1	1,297	1	8 234,99	9 612,70
5	ТУ1, МЖД, Молодежная, 82	0,37	0	1	0,43	1	10 243,74	3 964,33
6	ТУ1, МЖД, Парковая 19	0,7413	0	1	0,862	1	9 787,77	7 593,35
7	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 59	1,1162	0	1	1,298	1	8 234,99	9 620,12
8	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 61	1,0679	0	1	1,242	1	8 234,99	9 205,07
9	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 63	1,0679	0	1	1,242	1	8 234,99	9 205,07
10	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 65	0,6852	0	1	0,797	1	9 787,77	7 020,77
11	ТУ1, МЖД, Солнечная, 13	0,3592	0	1	0,418	1	10 243,74	3 853,69
12	ТУ1, МЖД, Солнечная, 55	0,5354	0	1	0,623	1	10 243,74	5 743,67
13	ТУ1, МЖД, Молодежная, 46	1,1166	0	1	1,299	1	8 234,99	9 627,53
14	ТУ1, Мн.кв.ж/д 50 лет Октября, 6	0,2489	0	1	0,289	1	15 413,10	4 008,95
15	ТУ1, Молодежная, 37	1,0258	0	1	1,193	1	8 234,99	8 841,91

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
16	ТУ1, Ленинградская 62	0,8827	0	1	1,027	1	8 234,99	7 611,60
17	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 17	0,4352	0	1	0,506	1	10 243,74	4 665,00
18	ТУ2, Ленинградская 62	0,476	0	1	0,554	1	10 243,74	5 107,53
19	ТУ2, Липовский проезд, 11	0,5684	0	1	0,661	1	10 243,74	6 094,00
20	ТУ2, МЖД, Молодежная, 16	0,814	0	1	0,947	1	8 234,99	7 018,68
21	ТУ2, Молодежная, 37	1,0202	0	1	1,186	1	8 234,99	8 790,03
22	ТУ3, Ленинградская, 62	0,476	0	1	0,554	1	10 243,74	5 107,53
23	ТУ1, общие/МЖД, Мира, 5	0,8147	0	1	0,947	1	8 234,99	7 018,68
24	ТУ1, МЖД, Парковая 9	1,2299	0	1	1,43	1	8 234,99	10 598,43
25	ТУ1, Ленинградская 70	0,9458	0	1	1,1	1	8 234,99	8 152,64
26	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 20	0,5336	0	1	0,621	1	10 243,74	5 725,23
<b>Итого</b>			-	<b>26</b>		<b>26</b>		<b>192498,29</b>
<b>ЧАСТНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА</b>								
1	ТУ1 Науки, 1	0,0726	1	0	0,084	1	20 420,93	1 543,82
2	ТУ1 Науки, 11	0,0567	1	0	0,066	1	20 420,93	1 213,00
3	ТУ1 Науки, 13	0,0577	1	0	0,067	1	20 420,93	1 231,38
4	ТУ1 Науки, 15	0,0606	1	0	0,07	1	20 420,93	1 286,52
5	ТУ1 Науки, 17	0,0577	1	0	0,067	1	20 420,93	1 231,38
6	ТУ1 Науки, 19	0,0655	1	0	0,076	1	20 420,93	1 396,79
7	ТУ1 Науки, 21	0,0655	1	0	0,076	1	20 420,93	1 396,79
8	ТУ1 Науки, 23	0,0608	1	0	0,071	1	20 420,93	1 304,90
9	ТУ1 Науки, 3	0,0629	1	0	0,073	1	20 420,93	1 341,66
10	ТУ1 Науки, 5	0,058	1	0	0,067	1	20 420,93	1 231,38
11	ТУ1 Науки, 7	0,0714	1	0	0,083	1	20 420,93	1 525,44
12	ТУ1 Науки, 9	0,0632	1	0	0,074	1	20 420,93	1 360,03
13	ТУ1, Александра Невского 1	0,0203	1	0	0,024	1	20 420,93	441,09
14	ТУ1, Александра Невского 11	0,0228	1	0	0,027	1	20 420,93	496,23
15	ТУ1, Александра Невского 13	0,0215	1	0	0,025	1	20 420,93	459,47
16	ТУ1, Александра Невского 15	0,0409	1	0	0,048	1	20 420,93	882,18
17	ТУ1, Александра Невского 19	0,0092	1	0	0,011	1	20 420,93	202,17
18	ТУ1, Александра Невского 21	0,00722	1	0	0,008	1	20 420,93	147,03

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
19	ТУ1, Александра Невского 23	0,013	1	0	0,015	1	20 420,93	275,68
20	ТУ1, Александра Невского 25	0,0129	1	0	0,015	1	20 420,93	275,68
21	ТУ1, Александра Невского 27	0,0152	1	0	0,018	1	20 420,93	330,82
22	ТУ1, Александра Невского 29	0,0053	1	0	0,006	1	20 420,93	110,27
23	ТУ1, Александра Невского 3	0,0135	1	0	0,016	1	20 420,93	294,06
24	ТУ1, Александра Невского 31	0,00969	1	0	0,011	1	20 420,93	202,17
25	ТУ1, Александра Невского 5	0,00875	1	0	0,01	1	20 420,93	183,79
26	ТУ1, Александра Невского 7	0,00784	1	0	0,009	1	20 420,93	165,41
27	ТУ1, Александра Невского 9	0,0219	1	0	0,025	1	20 420,93	459,47
28	ТУ1, Проезд Энергетиков, 1	0,0249	1	0	0,029	1	20 420,93	532,99
29	ТУ1, Проезд Энергетиков, 10	0,0258	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
30	ТУ1, Проезд Энергетиков, 11	0,0258	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
31	ТУ1, Проезд Энергетиков, 14	0,0402	1	0	0,047	1	20 420,93	863,81
32	ТУ1, Проезд Энергетиков, 15	0,0453	1	0	0,053	1	20 420,93	974,08
33	ТУ1, Проезд Энергетиков, 16	0,0256	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
34	ТУ1, Проезд Энергетиков, 17	0,0453	1	0	0,053	1	20 420,93	974,08
35	ТУ1, Проезд Энергетиков, 19	0,0254	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
36	ТУ1, Проезд Энергетиков, 2	0,0245	1	0	0,028	1	20 420,93	514,61
37	ТУ1, Проезд Энергетиков, 21	0,0379	1	0	0,044	1	20 420,93	808,67
38	ТУ1, Проезд Энергетиков, 23	0,0249	1	0	0,029	1	20 420,93	532,99
39	ТУ1, Проезд Энергетиков, 3	0,0256	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
40	ТУ1, Проезд Энергетиков, 4	0,025	1	0	0,029	1	20 420,93	532,99
41	ТУ1, Проезд Энергетиков, 5	0,0138	1	0	0,016	1	20 420,93	294,06
42	ТУ1, Проезд Энергетиков, 6	0,0411	1	0	0,048	1	20 420,93	882,18
43	ТУ1, Проезд Энергетиков, 7	0,0242	1	0	0,028	1	20 420,93	514,61
44	ТУ1, Проезд Энергетиков, 8	0,0374	1	0	0,043	1	20 420,93	790,29
45	ТУ1, Проезд Энергетиков, 9	0,0119	1	0	0,014	1	20 420,93	257,30
46	ТУ1, Речная, 2	0,0382	1	0	0,044	1	20 420,93	808,67
47	ТУ1, Речная, 3	0,0245	1	0	0,028	1	20 420,93	514,61
48	ТУ1, Устьинский проезд, 3	0,0644	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
49	ТУ1, Устьинский проезд, 5	0,0684	1	0	0,08	1	20 420,93	1 470,31

№	Наименование узла	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч	Количество ТУ с нагрузкой более 0,2 Гкал/ч	Нагрузка, МВт	Количество тепловых узлов	Стоимость 1МВт по НЦС 81-02-19-2024 с К=0,9 для ЛО, тыс. руб. без НДС	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
50	ТУ1, Морская, 10	0,0255	1	0	0,03	1	20 420,93	551,37
51	ТУ1, Морская, 4	0,0628	1	0	0,073	1	20 420,93	1 341,66
52	ТУ1, Морская, 6	0,0507	1	0	0,059	1	20 420,93	1 084,35
53	ТУ1, Проезд Энергетиков, 12	0,036	1	0	0,042	1	20 420,93	771,91
54	ТУ1, Проезд Энергетиков, 13	0,036	1	0	0,042	1	20 420,93	771,91
55	ТУ1, Устьинский проезд, 7	0,0623	1	0	0,072	1	20 420,93	1 323,28
56	ТУ1, Устьинский проезд, 9	0,0644	1	0	0,075	1	20 420,93	1 378,41
<b>Итого по разделу</b>			56	0		56		<b>43612,9802</b>
<b>Всего, в том числе:</b>			<b>151</b>	<b>398</b>		<b>549</b>		<b>2 256 431,18</b>
Итого по Разделу МЖД			95	398		493		2 212 818,19
Итого по Разделу ЧЖД			56	-		56		43612,9802

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

Общая предварительная потребность финансирования проекта по переводу потребителей на закрытую схему составляет 2 256431,18 млн. руб.

Наиболее значительные финансовые вложения требуются для устройства АИТП у потребителей. Необходимо также обратить внимание на то, что данные системы конструктивно располагаются внутри дома, относятся к общедомовым инженерным системам и соответственно, должны принадлежать собственникам квартир и помещений МКД (многоквартирного дома).

В качестве источников финансирования работ по переводу на закрытую схему обычно рассматриваются бюджет, амортизационные отчисления и средства, выплачиваемые жителями на капитальный ремонт, так как простые энергосервисные контракты по большинству зданий не окупаются.

Для реализации проекта по переходу на закрытую систему теплоснабжения Схемой теплоснабжения выделены следующие основные вехи:

- проведение технического обследования источника теплоснабжения с разработкой технико-экономического обоснования по переходу на закрытое горячее водоснабжение в Сосновоборском городском округе;
- разработка проектно-сметной документации (ПСД) на реконструкцию системы теплоснабжения и горячего водоснабжения при переходе на закрытую систему теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа с учетом установки ИТП и перекладки участков сетей с изменением диаметров трубопроводов, согласно гидравлическим расчетам системы теплоснабжения по закрытой системе теплоснабжения и горячего водоснабжения;
- разработка проектно-сметной документации на реконструкцию системы холодного водоснабжения при переходе на закрытую систему теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа, с учетом перекладки участков сетей с изменением диаметров трубопроводов, согласно гидравлическим расчетам системы холодного водоснабжения при увеличении нагрузок потребления холодной воды на нужды горячего водоснабжения;
- разработка проектно-сметной документации на реконструкцию внутренних систем горячего водоснабжения зданий каждого потребителя с учетом технических требований устройства циркуляции горячей воды через теплообменные аппараты внутреннего контура ГВС зданий;



– реконструкция системы теплоснабжения и горячего водоснабжения при переходе на закрытую систему теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа с учетом установки АИТП и перекладки участков сетей с изменением диаметров трубопроводов, согласно ПСД;

– реконструкция системы холодного водоснабжения при переходе на закрытую систему теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителей Сосновоборского городского округа, с учетом перекладки участков сетей с изменением диаметров трубопроводов, согласно ПСД;

– реконструкция внутренних систем горячего водоснабжения зданий каждого потребителя с учетом технических требований устройства циркуляции горячей воды через теплообменные аппараты внутреннего контура ГВС;

– наладка гидравлических режимов работы системы теплоснабжения и горячего водоснабжения с использованием автоматических балансировочных клапанов системы теплоснабжения;

– внедрение автоматизированной системы управления системы теплоснабжения и горячего водоснабжения по закрытой независимой системе теплоснабжения и горячего водоснабжения.

Для осуществления реконструкции тепловых и водопроводных сетей, наиболее очевидной является схема финансирования за счет собственных средств. При этом необходимо учитывать следующие факторы:

1. Собственные средства организации, которые ресурсоснабжающие организации могут направить на финансирование проекта, ограничены объемом амортизационных отчислений, включенных в необходимую валовую выручку по тепловой энергии или холодной воде;

2. Рост тарифов ограничен в рамках предельных индексов платы граждан, устанавливаемых государством. В среднем такой индекс составляет не более 5 % и «выбирается» в связи с ростом цен на топливо, сырье и т.д. Кроме того, на территории Сосновоборского городского округа имеет место не 100 % оплата граждан (установлены льготные тарифы для некоторых групп населения), поэтому в рамках последовательного доведения платы граждан до ее экономически обоснованного уровня, предельный индекс платы граждан «выбирается» ежегодно в полном объеме. Поскольку при переводе на закрытую схему ГВС снижение платежа граждан минимально, значительной экономии и соответственно возможности роста тарифов (тепло, вода) в рамках установленного индекса платы граждан не будет;

3. Основные фонды ресурсоснабжающих организаций, работающих на территории Сосновоборского городского округа, имеют значительный износ – порядка 80%, поэтому, как правило, они используют источник финансирования – амортизационные отчисления на реконструкцию своих объектов в целях обеспечения надежности и качества.

#### **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**

В настоящее время считаем не целесообразно рассматривать вопрос о переходе на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) из-за существенного различий в функционировании открытой и закрытой систем, которая предполагает прокладку новых сетей холодного водоснабжения, к каждому объекту на всей территории Сосновоборского городского округа.

Как было указано ранее, при переходе на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения), вновь устанавливаемое оборудование для приготовления горячего водоснабжения (теплообменники с насосной группой внутри каждого объекта) необходимо будет дополнить установкой дополнительной системы химводоподготовки оснащенной автоматикой (для работы в автономном режиме, без присутствия персонала), что приводит к удорожанию проекта в целом. При решении данной проблемы, необходимо учесть, что существующая система водоразбора, в каждом МКД на территории Сосновоборского городского округа будет нуждаться в реконструкции стояков, при этом необходимо учесть, что, если хотя бы один собственник не даст согласия, на вмешательство в систему, система горячего водоснабжения не заработает и проект будет не исполнен.

Важным аспектом, который необходимо учитывать, является финансовая составляющая проекта. Законом предписывается, что «затраты на финансирование перевода абонентов на закрытую схему учитываются в составе тарифов на теплоснабжение, оплачивать работы должен собственник здания», то есть при переходе на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) приведет к кратному увеличению действующего тарифа, при этом законодателем установлен предельный рост тарифа (платы граждан).

Учитывая отсутствие положительного экономического эффекта от перевода потребителей на закрытую схему ГВС, расчет ценовых последствий не производится.

**9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов**

Изменения в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, отсутствуют.

## ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Определяющим, при расчете показателей работы котельных в перспективном периоде, являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов в сравнении с фактическим отпуском тепловой энергии в базовом периоде.

При расчете учтены следующие показатели:

1. Фактические данные о годовом расходе топлива, выработанного и отпущенного тепла по каждому источнику тепловой энергии за базовый 2023 год;
2. Приросты тепловых нагрузок с привязкой к источнику теплоснабжения, приняты по данным Главы 2.

В случае изменения данных, связанных, например, с изменением решений, намеченных в схеме теплоснабжения, сопровождаемых вводами нового генерирующего оборудования или демонтажа, реконструкции и (или) модернизации оборудования и другим причинам, показатели удельного расхода топлива и топливные балансы, должны корректироваться с учетом изменившихся характеристик оборудования при актуализации схемы теплоснабжения.

### **10.1. Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимых для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии**

Ленинградской атомной станцией в качестве основного топлива используется ядерное топливо на основе диоксида урана в виде тепловыделяющих сборок. Резервное и аварийное топливо на Ленинградской АЭС не предусмотрено. Создание резерва топлива на АЭС не регламентируется нормативными требованиями.

Основным видом топлива для котельной СМУП «ТСП» является природный газ, аварийным видом топлива является мазут. Основным топливом для новой газовой котельной будет являться природный газ.

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения представлены в таблицах 85-87.

**Таблица 85 – Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения Сосновоборского городского округа**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2024 г. СМУП «ТСП» принято ЛенРТК	2024г. ООО «ТСП» принято ЛенРТК	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	203 4г.	2035-2043 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выработка тепловой энергии, всего:	Гкал/год	1250,02	13000,00	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02
газ	Гкал/год	1250,02	13000,00	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02
Расход на собственные нужды	Гкал/год	130,00	0,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	10,40	-	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Отпуск энергии с коллекторов, всего:	Гкал/год	1120,02	13000,00	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02
Покупка теплоэнергии (ИАЭС + ООО "ТСП" - в 2024), (ИАЭС - 2025 и далее)	Гкал/год	643220,00	-	629020,00	627610,00	627610,00	623330,00	622990,00	622990,00	621990,00	620990,00	619990,00	618990,00	617990,00
Подано теплоэнергии в сеть	Гкал/год	644340,02	13000,00	643140,02	641730,02	641730,02	637450,02	637110,02	637110,02	636110,02	635110,02	634110,02	633110,02	632110,02
Расход условного топлива (газ)	тут	373,46	1980,42	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88
удельный расход	кг/Гкал	298,77	152,34	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17
Расход натурального топлива (газ)	тыс.м <sup>3</sup>	330,79	1 752,58	2083,38	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93

**Таблица 86- Перспективные топливные балансы АО «Концерн Росэнергоатом» филиал «Ленинградская атомная станция»**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выработка тепловой энергии, всего:	тыс. Гкал/год	871,217	880,739	890,260	890,26	890,26	890,26	892,937	896,857	899,050	902,577
Расход на собственные нужды теплоисточника	тыс. Гкал/год	157,515	158,093	158,670	158,67	158,67	158,67	157,69	157,94	156,43	152,54
Теплоэнергия на собственные нужды теплоисточника, %	%	18,08	17,95	17,82	17,82	17,82	17,82	17,66	17,61	17,4	16,9
Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс. Гкал/год	713,702	722,646	731,59	731,590	731,590	731,590	735,244	738,921	742,615	750,041
Отпуск тепловой энергии в сеть ТСО	тыс. Гкал/год	713,702	722,646	731,59	731,590	731,590	731,590	735,244	738,921	742,615	750,041
Потери тепловой энергии в сети ТСО	тыс. Гкал/год	16,433	16,63	16,83	16,83	16,83	16,83	16,91	17,00	17,08	17,25
То же в % к отпуску в сеть	%	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал/год	697,269	706,015	714,76	714,760	714,760	714,760	718,334	721,925	725,535	732,790
Расход условного топлива	тут	129463	130877,7	132292,6	132292,6	132292,6	132292,6	132690,5	133273,0	133598,8	134122,9
Удельный расход топлива	кг/Гкал	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6

**Таблица 87 – Перспективные топливные балансы для новой газовой котельной (в северной части микрорайона 10А)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	-	-	-	20976,4	20976,4	25470,48	25470,48	29510	29510	29510
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	-	-	-	20451,990	20451,990	24833,718	24833,718	28772,250	28772,250	28772,250
Расход газа	тыс.м3	-	-	-	2800	2800	3400	3400	3939	3939	3939

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
Условный расход топлива	Т.у.т.	-	-	-	3231,2	3231,2	3923,6	3923,6	4545,606	4545,606	4545,606
Удельный расход условного топлива	Кг.у.т./Гкал	-	-	-	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04

## **10.2. Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива**

Расчёты нормативных запасов аварийных видов топлива проводятся на основании фактических данных по видам использования аварийного топлива на источниках в соответствии с Приказом Минэнерго Российской Федерации 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».

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) складывается из двух составляющих: неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

ННЗТ создается на электростанциях организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме «выживания» с минимальной расчётной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

НЭЗТ необходим для надёжной и стабильной работы электростанций и обеспечивает плановую выработку электрической и (или) тепловой энергии.

Резервное и аварийное топливо на Ленинградской АЭС не предусмотрено. Создание резерва топлива на АЭС не регламентируется нормативными требованиями.

На котельной СМУП «ТСП» аварийным видом топлива является мазут.

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

Ленинградской атомной станцией в качестве топлива используется ядерное топливо на основе диоксида урана в виде тепловыделяющих сборок. Резервный вид топлива не предусмотрен. Основным видом топлива для городской котельной СМУП «ТСП» является природный газ, резервным видом топлива – мазут. Основным видом топлива для новой газовой котельной будет являться природный газ.

Местные виды топлива и возобновляемые источники 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**

Источники тепловой энергии не используют в качестве основного вида топлива уголь.

Поставщиком газа на источник теплоснабжения является ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург». Цена на газ формируется из регулируемой оптовой цены на газ, рассчитанной по формуле цены газа, утверждённой ФСТ России, платы за снабженческо-сбытовые услуги, определённой в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Калорийности видов топлива представлена в таблице 88.

**Таблица 88 – Калорийности видов топлива**

Вид топлива	Ед. изм.	Низшая теплота сгорания	Коэф. пересчета в условное топливо	Плотность, кг/куб.м
Природный газ	куб.м	8185 ккал/куб.м	1,169	0,696
Дизельное топливо	кг	10300 ккал/кг	1,471	860
Мазут топочный	кг	9700 ккал/кг	1,386	890
Уголь	кг	4354 ккал/кг	0,622	-

**10.5. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении**

Преобладающим видом топлива на протяжении всего периода действия Схемы является ядерное топливо.

**10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования**

На территории Сосновоборского городского округа приоритетным развитием топливного баланса является соответствие 1-му варианту развития систем теплоснабжения, что обеспечивает достижение нормативной надежности, замену оборудования, исчерпавшего нормативный срок службы, и восстановление изоляции тепловых сетей, а также покрытие приростов тепловых нагрузок и совершенствование системы теплоснабжения.

В перспективе развития систем теплоснабжения Сосновоборского городского округа, смена вида топлива на источниках тепловой энергии не предполагается. Характеристики топлива остаются неизменными на весь расчётный срок схемы.

Перспективные топливные балансы составлены с учетом использования природного газа в качестве основного топлива городской котельной, что согласуется с программой газификации Ленинградской области.

**10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учётом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии**

При росте спроса тепловой энергии на отопление жилищного фонда вырастает потребление топлива. В период до 2033 года изменится спрос на тепловую энергию на каждом этапе, в результате чего вырастет и потребление топлива.

## ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

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

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 «Требований к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надежности теплоснабжения установлены в СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СП 124.13330.2012 «Свод правил Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [P], коэффициент готовности [K<sub>г</sub>], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- для источника теплоты  $P_{ит} = 0,97$ ;
- для тепловых сетей  $P_{тс} = 0,9$ ;
- для потребителя теплоты  $P_{пт} = 0,99$ ;
- для системы централизованного теплоснабжения в целом  $P_{цит} = 0,9 * 0,97 * 0,99 = 0,86$ .

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также – числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности систем централизованного теплоснабжения к исправной работе  $K_g$  принимается 0,97.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- потребители первой категории, не допускающие снижение температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты);

– потребители второй категории, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий до 12°C, промышленных зданий до 8°C, на период ликвидации аварии, но не более 54 часов;

– потребители третьей категории – прочие.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Расчет показателей надежности проводится по методологии МДС 41-6.2000. Расчет перспективных показателей надежности системы теплоснабжения выполнен исходя из показателей надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии с учетом мероприятий, предусмотренных настоящей схемой теплоснабжения.

Отказов на тепловых сетях, приведших к нарушению теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа, не зарегистрировано. Фактические данные по аварийным инцидентам на тепловых сетях за 2022-2023 гг. отсутствуют или не предоставлены.

### **11.2. Обоснование метода и результатов 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**

Для анализа восстановлений применяется количественный метод анализа.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода).

Результаты времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений определены расчётом надёжности в ПРК ZuluThermo 8.0 и представлены в электронной модели систем теплоснабжения, являющихся неотъемлемой частью настоящей схемы.

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

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», потребители теплоты по надёжности 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.

В Сосновоборском городском округе имеются все три категории потребителей тепла, согласно вышеуказанной классификации. В перспективе к 2032 году ожидается, что требования по значениям допускаемого снижения температуры в отапливаемых помещениях потребителей нарушаться не будут.

Результаты оценки надёжности системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа приведены в электронной модели являющейся неотъемлемой частью схемы теплоснабжения.

### **11.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов, к несению тепловой нагрузки**

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчётных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»).

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчётных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчётных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Статистика аварийных инцидентов на тепловых сетях за последние 5 лет приведена в таблице 89. Обслуживающим персоналом ежегодно в межотопительный период проводятся профилактические и ремонтно-восстановительные работы по подготовке к отопительному сезону, что подтверждено ежегодными актами промывки и гидравлических испытаний котлов.

**Таблица 89 - Статистика отказов тепловых сетей за последние 5 лет**

№	Год , О.С. /М.О сезон	Кол-во инцидентов	№32	№57	№76	№89	№108	№133	№159	№219	№273	№325	№426	№530	№720
1	2019-2020г Отопительный сезон: -ПС	15	2	4		1	1	1	1	1		1	1	1	1
	-ОС	22	1	9	2	4	1	1	1					1	1
	2020г. межотопительный сезон: -ПС	32		3	4	4	4	4	3	2	2	2	2		2
	-ОС	20		5	3	1	2	4				2	2	1	
2	2020-2021г Отопительный сезон: -ПС	15		2	2	4	4	1	1				1		
	-ОС	14		4	2		4	2	1				1		
	2021 г. межотопительный сезон: -ПС	35		4	4	5	6	4	5	1	1	1	2		2
	-ОС	20		1		7	3	1	6				1		1
3	2021-2022г Отопительный сезон:	17		7		1	2		2			2	1	1	

№	Год , О.С. /М.О сезон	Кол-во инцидентов	№32	№57	№76	№89	№108	№133	№159	№219	№273	№325	№426	№530	№720
	-ПС														
	-ОС	10	1	2	1	2	1	1	1			1			
	2022г межотопительный сезон: -ПС	23	1	4	1	3	4	4	1	1		2			2
	-ОС	11		1	1	2	2	3						1	1
4	2022-2023г Отопительный сезон: -ПС	24		2	3	5	4	1		1		1		1	1
	-ОС	17	1	6	2	2	1	1		1				3	
	2023г межотопительный сезон: -ПС	5		2			1	1		1					
	-ОС														

### **11.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии**

Произведен анализ развития аварийных ситуаций с моделированием гидравлических режимов работы систем теплоснабжения, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы теплоснабжения.

Результаты недоотпуска тепловой энергии при аварийных отключениях на участках тепловых сетей источников тепловой энергии представлены прилагающийся к схеме теплоснабжения электронной модели Сосновоборского городского округа, а также в разработанном плане действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций с применением электронного моделирования системы теплоснабжения.

Общие результаты недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источника тепловой энергии на территории Сосновоборского городского округа представлены в Приложении 1.

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

Применение рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень готовности 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.

При реализации плана ликвидации мелких котельных, замене их крупными источниками теплоты мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, как правило, оставляются в резерве.

Повышение надежности систем теплоснабжения может быть достигнуто путем использования передвижных котельных, которые при аварии на тепловой сети должны применяться в качестве резервных (аварийных) источников теплоты, обеспечивая подачу тепла как целым кварталам (через центральные тепловые пункты), так и отдельным зданиям, в первую очередь потребителям первой категории. Для целей аварийного теплоснабжения каждая теплоснабжающая организация должна иметь как минимум одну передвижную котельную. Подключение передвижной котельной к центральному тепловому пункту или тепловому пункту здания (потребителя первой категории) осуществляется через специальные вводы с фланцами, выведенными за пределы здания и отключаемыми от основной системы теплоснабжения задвижками, установленными внутри здания.

Кроме этого, указанные объекты оборудуются вводами для подключения передвижных котельных к источнику электроэнергии мощностью 10-50 кВт (в зависимости от типа котельной).

При авариях в системе электроснабжения надежность теплоснабжения потребителей значительно повышается при использовании в качестве резервных и аварийных источников передвижных электрических станций. Электрическая мощность станций соответствует мощности электрооборудования, включенного для обеспечения рабочего режима котельной и тепловой сети.

Основным преимуществом передвижных котельных при ликвидации аварий является быстрота ввода установок в работу, что в зимний период является решающим фактором.

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

Согласно положениям СП 124.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003), резервирование источников тепла по основному оборудованию обеспечивается



следующим условием выбора котлов: при выходе из строя самого мощного котла производительность оставшихся котлов должна обеспечить покрытие в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха, от 78 до 91% расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей 2-й и 3-й категорий и 100% расчетной нагрузки потребителей 1-й категории. При возможности, допускается отключение системы горячего водоснабжения. Котельная должна быть обеспечена нормативным запасом аварийного топлива. Электроснабжение котельной производительностью более 10 Гкал/ч фактически должно соответствовать первой категории. При этих условиях строительство двух источников тепла для населенного пункта не является обязательным требованием и обосновывается технико-экономическими соображениями.

Установка резервного оборудования не требуется.

### **11.6.2. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии**

Одной из перспективных задач инновационного развития теплоснабжающих систем является объединение нескольких источников тепла для работы на общие тепловые сети и оптимальное перераспределение тепловой нагрузки между ними в процессе эксплуатации. Это позволяет реализовать преимущества централизации теплоснабжения, концентрации мощностей и совместной выработки тепла и электроэнергии.

Организация совместной работы двух источников на единые тепловые сети (БРТ Ленинградской АЭС и городской котельной) позволяет объединить их в единую теплоснабжающую систему с общей тепловой сетью, обеспечивающей параллельное включение в работу на эту сеть двух теплоисточников и распределение тепловой нагрузки между ними в соответствии с их технико-экономической эффективностью и наивыгоднейшим потоком распределением в сети.

Объединение двух теплоснабжающих систем в единую систему позволяет:

- снизить затраты на производство тепловой энергии путем распределения нагрузки в течение отопительного сезона между наиболее экономичными источниками теплоснабжения;
- повысить надежность теплоснабжения потребителей благодаря взаиморезервированию источников теплоснабжения и тепловых сетей.

### **11.6.3. Взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа**

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов

секционирующими 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.

Период проведения ремонтных работ повышается с увеличением диаметра теплопроводов и протяженности отключаемых участков теплосети, что связано со сливом и заполнением теплопроводов. При этом авария в надземных тепловых сетях обнаруживается и ликвидируется значительно быстрее, чем при подземной канальной прокладке. Также быстрее обнаруживается место аварии при бесканальной прокладке теплопроводов в пенополиуретановой изоляции с системой оперативного дистанционного контроля. С другой стороны, вероятность возникновения аварии заметно уменьшается при снижении протяженности и увеличении диаметра и толщины стенок теплопроводов.

В положениях СП 124.13330.2012 (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) резервирование тепловых сетей принято необязательным для следующих случаев:

- при наличии у потребителей местного резервного источника тепла;
  - для участков надземной прокладки протяженностью менее 5 км (при соответствующем обосновании расстояние может быть увеличено);
  - для теплопроводов, прокладываемых в тоннелях и проходных каналах;
- для тепловых сетей диаметром 250 мм и менее (при отсутствии потребителей 1-й категории).

При этом для потребителей 1-й категории в зависимости от ситуации, обязательно резервирование местным аварийным источником тепла или тепловыми сетями от двух источников тепла, или тепловыми сетями от двух выводов одного источника тепла.

Допускается не производить резервирования транзитных теплопроводов до пиковых котельных, в случае если их производительность обеспечивает в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха покрытие от 78 до 91% расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей 2-й и 3-й категории и 100% расчетной нагрузки потребителей 1-й категории.

Для остальных случаев необходимо рассматривать вопрос резервирования тепловых сетей с учетом конкретной ситуации, сложившейся в данном населенном пункте, а также возможностей эксплуатационной организации.

Основными мероприятиями по резервированию и повышению надежности тепловых сетей является применение следующих технических решений:

- прокладка от источника тепла двух и более головных тепломагистралей, соединенных между собой резервными перемычками (закольцовка тепловых сетей);
- прокладка резервных перемычек между тепловыми сетями двух и более источников тепла (закольцовка тепловых районов);
- монтаж в закольцованном контуре не менее трех секционирующих задвижек (две при врезке контура, одна и более по трассе контура);
- прокладка до абонентов двух резервных теплопроводов;
- прокладка до абонентов реверсивного (третьего) теплопровода;
- уменьшение протяженности участка между секционирующими задвижками;
- обеспечение минимальной циркуляции сетевой воды в аварийных перемычках.

Прокладка резервных перемычек и дополнительных теплопроводов позволяет отключать аварийные участки без прекращения подачи тепла абонентам. При этом диаметр теплопроводов аварийной перемычки не должен превышать диаметра соединяемых теплопроводов.

Уменьшение протяженности участков между секционирующими задвижками приводит к ускорению обнаружения места аварии и сокращению срока проведения ремонтно-восстановительных работ. При этом общая протяженность участков с ответвлениями между двумя секционирующими задвижками не должна превышать 1500 м. Для транзитных участков без ответвлений расстояние между секционирующими задвижками для теплопроводов 2Ду600 мм и более при обеспечении спуска и заполнения сетевой водой допускается увеличивать до 3000 м. С учетом незначительной вероятности возникновения аварий рекомендуется ограничивать минимальное расстояние между секционирующими задвижками:

- для теплопроводов 2Ду1400-1000 мм - до 400 м;
- для теплопроводов 2Ду900-800 мм - до 350 м;
- для теплопроводов 2Ду600-700 мм - до 300 м;
- для теплопроводов 2Ду500 мм и менее - до 250 м.

При этом в закольцованных тепловых сетях ответвления, присоединенные между такими секционирующими задвижками, целесообразно считать зарезервированными, т.е. на таких участках, возможно осуществлять врезку ответвлений без монтажа дополнительных секционирующих задвижек.

Поскольку в тепловых сетях соблюдается определенный порядок укладки теплопроводов (подающий теплопровод располагается справа по движению потока сетевой воды, а обратный слева), это необходимо учитывать при монтаже аварийных перемычек. Поэтому с целью переключения потоков на резервных перемычках при встречных потоках сетевой воды производится соединение теплопроводов транспозицией, т.е. осуществляется «перехлест» теплопроводов.

Монтаж секционирующих задвижек после врезки ответвлений позволяет отключать нижерасположенный аварийный участок без прекращения подачи тепла в ответвление, что приводит к сокращению числа отключаемых абонентов.

При разработке схемы тепловых сетей для нового строительства с собственным источником тепла рекомендуется производить разработку различных вариантов схем с рассмотрением вопроса резервирования. Для источников тепла производительностью 60 Гкал/ч и менее рекомендуется производить разработку только варианта схемы тупиковой разводки (с одним или с двумя выводами) без резервирования тепловых сетей.

Для источников тепла производительностью от 60 до 200 Гкал/ч включительно рекомендуется производить разработку как варианта схемы с тупиковой разводкой без резервирования тепловых сетей, так и вариантов с резервированием тепловых сетей и последующим согласованием одного из них. Для источников тепла производительностью более 200 Гкал/ч рекомендуется производить разработку нескольких вариантов схем с резервированием тепловых сетей.

В случае присоединения объектов нового строительства к существующим источникам тепла и тепловым сетям рекомендуется:

- 1) использовать сложившуюся схему тепловых сетей при отсутствии необходимости увеличения диаметров, существующих тепломагистралей;
- 2) осуществлять прокладку новых тепломагистралей с повышением уровня резервирования тепловых сетей при необходимости увеличения диаметров, существующих тепломагистралей.

Для протяженных тепловых сетей должна проводиться проверка гидравлического и теплового режима при аварийных ситуациях. При этом поверочный гидравлический расчет тепловых сетей целесообразно производить исходя из условия сохранения напоров на выходе и входе источника тепла, принятых для нормальных условий эксплуатации.

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

На территории Сосновоборского городского округа устройство резервных насосных станций на расчетный срок не предусматривается в связи с отсутствием необходимости. Планируется реконструкции существующего здания 716 (подкачивающей насосной).

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

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение баков-аккумуляторов, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулирующие свойства отапливаемых зданий. Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления.

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.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3% объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках. 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 аккумулирующих емкостей.

#### **11.7. Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них**

Существенных изменений в показателях надёжности системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа не произошло.

#### **11.8. Выявленные потенциальные угрозы в системах теплоснабжения по результатам прохождения отопительного периода**

В период прохождения отопительного периода 2023-2024 гг. отказов (аварий, инцидентов) тепловых сетей и теплогенерирующего оборудования, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей не зафиксировано.

За период 2019-2023 гг. на участках тепловых сетей теплоснабжения произошло 280 инцидента, аварийных отказов систем теплоснабжения. Также за период 2021-2022 гг. общая протяженность тепловых сетей, замененных в ремонтный период составила 1,58 км.

### **11.9. Сценарии развития аварии (потенциальной угрозы) с моделированием гидравлических режимов системы теплоснабжения**

Возможными сценариями развития аварий в системах теплоснабжения могут являться:

- выход из строя всех насосов сетевой группы;
- прекращение подачи газа (авария на наружном газопроводе);
- порыв на тепловых сетях, аварийный останов котлов, аварийный останов насосов сетевой группы, человеческий фактор.

*Основными причинами аварий на объектах теплоснабжения являются:*

- нарушения обслуживающим персоналом требований производственных инструкций;
- отсутствие практических навыков и допуск к эксплуатации ОПО малообученный обслуживающий персонал;
- невыполнение обслуживающим персоналом требований завода-изготовителя оборудования по его техническому обслуживанию и ремонту;
- невыполнение графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР), графиков технического освидетельствования оборудования в процессе эксплуатации;
- отсутствие контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования путем выполнения качественных ремонтно-восстановительных работ.

*Возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:*

- гипотетическая авария с разгерметизацией технологических систем газорегуляторного устройства. Возможны аварии, связанные с отказом оборудования систем газорегуляторного устройства и повышением давления газа в сети низкого давления. Их причины - повышенная влажность транспортируемого газа, некачественное техническое обслуживание и несоответствие пропускной способности оборудования фактическим режимам;
- усталость материала труб, коррозия; брак сварных швов, деформация, механическое повреждение в результате нарушения регламента работ и т. д.;
- нарушения технологии ремонта;

- нарушения режимов или параметров подачи газа, в т. ч. недопустимое повышение или понижение давления газа, недопустимые колебания давления газа в т. ч. по внешней сети (на магистральном или подающем газопроводе);

- нарушения регламента пусков - остановок, в т. ч. аварийных, котельного оборудования;

- появление энергетического (теплого) источника зажигания с параметрами, достаточными для воспламенения паровоздушной или газовоздушной смеси, что предопределяет возникновение пожара (взрыва), в результате чего наступает разрушение (повреждение) оборудования и зданий.

*Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа могут послужить:*

- электрическая искра (дуга) при коротком замыкании;
- искрение электрооборудования, несоответствующего по исполнению категории и группе горючей среды;

- открытое пламя (зажженная спичка, лампа) и искры при газосварочных и других огневых работах;

- несоблюдение режима курения;

- нагрев отдельных узлов и поверхностей технологического оборудования выше допустимой температуры при перегрузке электросети и оборудования;

- разряды атмосферного электричества при неисправности, неправильном конструктивном исполнении или отказе защищающего молниеотвода;

- несоблюдение правил пожарной безопасности по совместному хранению веществ, материалов и отходов.

Основные причины возникновения аварии, описания аварийных ситуаций, возможных масштабов аварии и уровней реагирования, типовые действия персонала по ликвидации последствий аварийной ситуации приведены в таблице 90.

**Таблица 90 - Перечень возможных аварийных ситуаций, их описание, масштабы и уровень реагирования, типовые действия персонала**

Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования	Действия персонала
Прекращение подачи электроэнергии на источник тепловой энергии, ЦТП, насосную станцию	Остановка работы источника тепловой энергии, ЦТП, насосной станции	Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых	Местный	Сообщить об отсутствии электроэнергии дежурному диспетчеру электросетевой организации
				Перейти на резервный или автономный источник электроснабжения (второй ввод, дизель-генератор).
				При длительном отсутствии электроэнергии организовать

Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования	Действия персонала
		сетей и внутренних отопительных систем		ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 1 час
Прекращение подачи холодной воды на источник тепловой энергии, ЦТП	Ограничение работы источника тепловой энергии, ЦТП	Ограничение циркуляции теплоносителя в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Местный	Сообщить об отсутствии холодной воды дежурному диспетчеру водоснабжающей организации. При длительном отсутствии подачи воды организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 4 часа
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)	Сообщить о прекращении подачи топлива дежурному диспетчеру газоснабжающей организации. Организовать переход на резервное топливо. При длительном отсутствии подачи газа и отсутствии резервного топлива организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 2 часа
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	Выполнить переключение на резервный насос. При невозможности переключения организовать работы по ремонту силами персонала своей организации. При длительном отсутствии работы насоса организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 4 часа
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	Выполнить переключение на резервный котел. При невозможности переключения и снижении отпуска тепловой энергии организовать работы по ремонту силами персонала своей организации. При длительном отсутствии работы котла организовать



Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования	Действия персонала
				ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 24 часа
Пределный 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	Организовать переключение теплоснабжения поврежденного участка от другого участка тепловых сетей (через секционирующую арматуру). Оптимальную схему теплоснабжения населенного пункта (части населенного пункта) определить с применением электронного моделирования.
				При необходимости организовать устранение аварии силами ремонтного персонала своей организации. При длительном отсутствии циркуляции организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 8 часов
		Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Местный	Организовать устранение аварии силами ремонтного персонала своей организации. При возможности временной подачи теплоносителя оптимальную схему теплоснабжения населенного пункта (части населенного пункта) определить с применением электронного моделирования.
				При длительном отсутствии циркуляции организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами персонала своей организации и управляющих компаний. Время устранения аварии – 2 часа

В таблице 91 представлены возможные сценарии развития аварийных ситуаций по наиболее тяжелому развитию событий на ОПО «Система теплоснабжения г. Сосновый Бор».

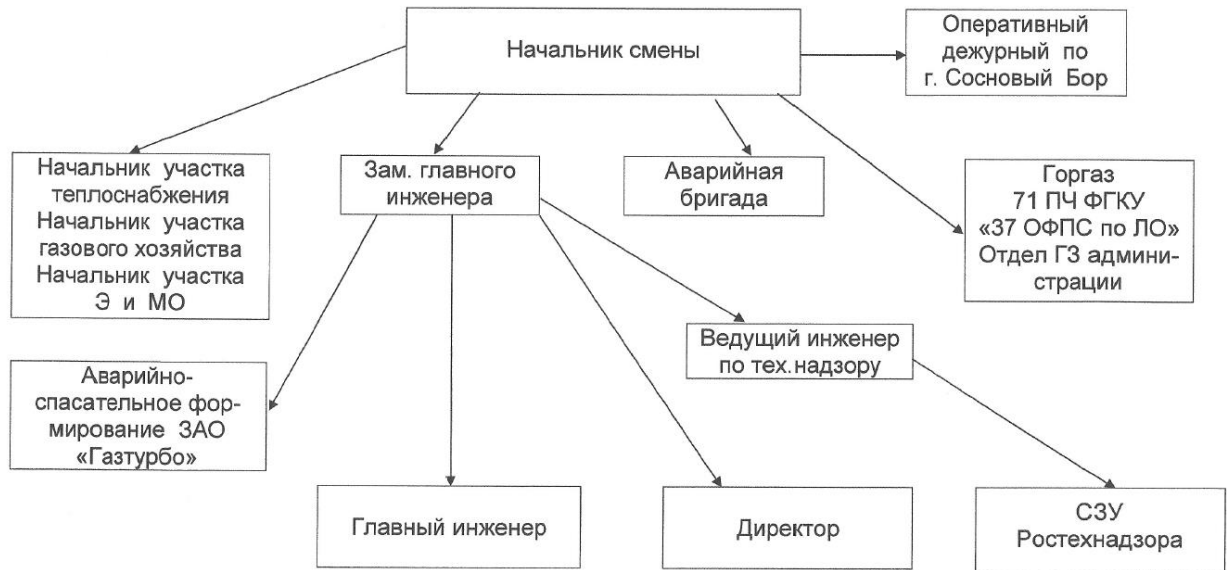
Каждая аварийная ситуация может иметь несколько стадий развития и при определенных условиях может быть приостановлена или перейти на более высокий уровень.

**Таблица 91 – Возможные сценарии развития аварийных ситуаций по наиболее тяжелому развитию событий на ОПО «Система теплоснабжения г. Сосновый Бор»**

№ п/п	№ сценария	Результат развития аварийной ситуации	Признаки аварийной ситуации	Основной поражающий фактор
1	2	3	4	5
1	C1	<b>Перед ГРП</b> (на территории предприятия). Нарушение целостности либо разрыв газопровода до ГРП. <b>Уровень «А»</b> <b>Взрыв газа</b> (возможен при содержании газа в воздухе от 5% до 15% и наличии стороннего источника энергии искра, пламя).	1. Неконтролируемый выброс газа (загазованность)	1.Токсичность природного газа (значительное содержание во вдыхаемом воздухе газа может привести к удушью). 1. Ударная волна. 2.Высокая температура в эпицентре взрыва (температура воспламенения метана 545-800°С).
	C2	<b>Уровень «Б»</b> <b>Здание ГРП</b> (пристройка к основному корпусу котельной) Разрыв газопровода $\text{d}_{\text{y}} 273 \text{ мм}$ . <b>Уровень «А»</b> <b>Взрыв газа</b> (возможен при содержании газа в воздухе от 5% до 15% и наличии стороннего источника энергии - искра, пламя).	1. Загазованность и быстрое распространение в пространстве. 2.Разрушение наружного газопровода.	
2	C1	<b>Уровень «Б»</b> <b>Здание ГРП</b> (пристройка к основному корпусу котельной) Разрыв газопровода $\text{d}_{\text{y}} 273 \text{ мм}$ . <b>Уровень «А»</b> <b>Взрыв газа</b> (возможен при содержании газа в воздухе от 5% до 15% и наличии стороннего источника энергии - искра, пламя).	1. Неконтролируемый выброс газа (загазованность).	1.Токсичность природного газа (значительное содержание во вдыхаемом воздухе газа может привести к удушью). 1. Ударная волна. 2.Высокая температура в эпицентре взрыва (температура воспламенения метана 545-800°С).
	C2	<b>Уровень «Б»</b>	1. Загазованность и быстрое распространение в пространстве. 2.Разрушение газопровода и оборудования ГРП (фильтр, регулятор давления и т.д.)	
	C3	<b>Взрыв газа с возможными разрушениями здания.</b> <b>Уровень «В»</b>	1. Выбивание оконных рам. 2. Повреждение здания ГРП (трещины, повреждения стен, завалы).	

На рисунке 42 отображена схема оповещения (при авариях, связанных с объектами СМУП «ТСП» подконтрольными СЗУ Ростехнадзора).

**3.1 Схема оповещения**  
(при авариях, связанных с объектами СМУП «ТСП» подконтрольными СЗУ Ростехнадзора)



**Рисунок 42 - Схема оповещения (при авариях, связанных с объектами СМУП «ТСП» подконтрольными СЗУ Ростехнадзора)**

**11.10. Последствия развития аварий систем теплоснабжения в соответствии с пунктом 3 Правил расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утверждённых ПП РФ от 17.10.2015 № 1114**

Аварийных ситуаций в Сосновоборском городском округе, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 г. № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» не выявлено.

**11.11. Необходимые мероприятия по нивелированию выявленных угроз в системе теплоснабжения**

Мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системах теплоснабжения предполагает реконструкцию отдельных участков тепловых сетей и сооружений на них в системе теплоснабжения Сосновоборского городского округа.

Для определения фактического состояния теплогенерирующего оборудования, насосных агрегатов и сетей теплоснабжения и сооружений на них необходимо проведение их технического обследования.

На основании проведенного технического обследования разрабатывается план-график мероприятий по ремонту отдельных тепловых сетей и теплогенерирующего оборудования с определением финансовых затрат.

Информация об актуализации схемы теплоснабжения представлена в таблице 92.

Ориентировочный объем инвестиций для реализации мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системе теплоснабжения представлен в таблицах Главы 12.

Таблица 92 – Информация об актуализации схемы теплоснабжения Сосновоборского городского округа

№ п/п	Наименования МО	Дата, № НПА об утверждении (актуализации) схемы	Адрес (ссылка) размещения актуализированной схемы (в т.ч. обосновывающих материалов к ним) на официальном сайте МО	Наличие электронной модели схемы	Информация об исполнении пп. "а" и "б" п. 2 перечня поручений № Пр-325										Объем инвестиций в сферу теплоснабжения, в т.ч. для реализации мероприятий по нивелированию потенциальных угроз, на период 2025 и до года окончания схемы, млн. руб	Примечание:
					Выявленные потенциальные угрозы в системах теплоснабжения по результатам прохождения отопительного периода		Сценарии развития аварии (потенциальной угрозы) с моделированием гидравлических режимов системы теплоснабжения		Последствия развития аварий систем теплоснабжения в соответствии с пунктом 3 Правил расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденных ПП РФ от 17.10.2015 № 1114		Необходимые мероприятия по нивелированию выявленных угроз в системе теплоснабжения		Объем инвестиций для реализации мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системе теплоснабжения на период 2025 и до года окончания схемы, млн. руб.			
					Да / Нет	Источник данных: указать раздел Схемы, главу ОМ ..., № стр ...	Да / Нет	Источник данных: указать раздел Схемы, главу ОМ ..., № стр ...	Да / Нет	Источник данных: указать раздел Схемы, главу ОМ ..., № стр.	Да / Нет	Источник данных: указать раздел Схемы, главу ОМ ..., № стр ...	всего	Источник данных: указать раздел Схемы, главу ОМ ..., № стр ...		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1.	Муниципальное образование Сосновоборский городской округ Ленинградской области	-	-	Да	Да	Глава 1, стр. №153-154	Да	Электронная модель системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа	Да	Глава 11, стр.№328	Да	Глава 8, стр. №№277-282 Глава 7, стр.№267-268	3732,363	Глава 8, стр. №№277-282	6133,368	Глава 12, стр. №№381-393

**11.12. Объем инвестиций для реализации мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системе теплоснабжения на базовый и расчётный периоды**

Объем инвестиций для реализации мероприятия по нивелированию потенциальных угроз в системе теплоснабжения представлен в таблицах 93-95 Главы 12.

## **ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

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

Развитие системы теплоснабжения предполагает замещающий ввод энергоблоков строящейся ЛАЭС в период с 2018 по 2025 гг. в соответствии с графиком вывода энергоблоков Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская АЭС». Строительство нового теплового источника комбинированной выработки является проектом АО «Концерн Росэнергоатом». Целью инвестирования в строительство Ленинградской АЭС является сохранение и развитие производства электрической и тепловой энергии.

Настоящей схемой учтено замещение мощностей ЛАЭС. Вывод энергоблоков №3 и №4 ЛАЭС из эксплуатации планируется в начале и конце 2030 г.

Схемой теплоснабжения предусмотрено проведение реконструкции бойлерной районного теплоснабжения (БРТ) Ленинградской АЭС в части модернизации — подключению к теплофикационным установкам новых энергоблоков ВВЭР-1200 после начала вывода из эксплуатации действующих энергоблоков РБМК.

На основании исходных данных расчетная располагаемая мощность Ленинградской АЭС до 2030 года включительно составит – 800 Гкал/час, на период с 2031 по 2032 годы – 750 Гкал/час, на 2033 и далее – 1000 Гкал/час.

Оценка необходимых капиталовложений, перечень мероприятий, а также иная информация в части технологических схем, характеристик оборудования и другое, по данным организации (Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская АЭС»), является «информацией ограниченного доступа». Данные мероприятия «финансируются за счет собственных средств Концерна».

Согласно исходным данным ресурсоснабжающих организаций, а также с учетом стратегического планирования развития системы теплоснабжения территории, в данном разделе представлены финансовые потребности для осуществления мероприятий по строительству, реконструкцию и (или) модернизации объектов теплоснабжения на период до 2043 года.

Мероприятия реализуются с целью повышения надежности теплоснабжения, в том числе:

- Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей;
- Модернизация сетей теплоснабжения в целях снижения уровня износа существующих объектов;
- Реконструкция насосной станции (здание 716) в целях повышения надежности теплоснабжения;
- Строительство новой газовой котельной;
- Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения.

В целях повышения показателей надежности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения предусмотрена замена запорной арматуры.

В соответствии с материалами Глав 7, 8 Обосновывающих материалов, данные об объеме инвестиций по годам в системе теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа представлены в таблицах 93-95.

Расчеты произведены в ценах 2024 г. по укрупненным нормативам цены строительства НЦС 81-02-13-2024 «Сборник №13. Наружные тепловые сети» и НЦС 81-02-19-2024 «Сборник №19. Здания и сооружения городской инфраструктуры».

Объем капитальных вложений по системе теплоснабжения на весь расчетный период схемы теплоснабжения составляет 6 133 368, 40 тыс. руб.

Ориентировочный суммарный объем необходимых инвестиций в мероприятия при переводе потребителей на закрытую систему теплоснабжения составил 2256431,18 тыс. руб., подробный перечень представлен в таблице Главы 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения».





ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																															
№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																									
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
3.1.2	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-15/3 до ТК-16/3 Ду 300	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	107	107	2035	2035	<b>9 328,16</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14 360,27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.3	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-5 до ТК-7 Ду 400мм	400	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	275	275	2025	2025	<b>31 633,48</b>	32 898,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.4	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 5 до ТК-62 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	10	10	2034	2034	<b>2 031,47</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3 007,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.5	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 через реку Коваш Ду 700мм надземная на опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	40	40	2035	2035	<b>3 735,80</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5 751,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.6	Капитальный ремонт тепловых сетей по ж/д 17 по ул. Солнечной до ТК-30/3 с Ду 100 на Ду 150	150	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	98	98	2040	2040	<b>6 320,21</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.7	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	90	90	2037	2037	<b>9 665,53</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 737,57	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.8	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	65,9	65,9	2038	2038	<b>11 144,33</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19 298,37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.9	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-1 до ТК-2 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	84,5	84,5	2038	2038	<b>7 891,88</b>	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13 666,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.10	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-42 до ТК-40 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	199	199	2029	2029	<b>38 098,32</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	46 352,43	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.11	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-85 до ТК-87 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	228,9	228,9	2039	2039	<b>28 853,25</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51 963,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.12	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-26/2 до ж/д 28 по ул. Ленинградской с Ду 80 на Ду 100	100	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	132	132	2040	2040	<b>8 577,61</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16 065,70	0,0	0,0	0,0	0,0	
3.1.13	Капитальный ремонт тепловых сетей от ж/д 24 до ж/д 20 по ул. Ленинградской Ду 100	100	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	109	109	2033	2033	<b>5 762,24</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 201,46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																															
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																									
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
3.1.14	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-66 до новой ТК (между ТК-65 и ТК-66) Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	125	125	2035	2035	13 639,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20 996,94	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.15	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-41 до ТК-49/10 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	54	54	2035	2035	6 549,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 082,79	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.16	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-8 до ТК-5/3 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	309	309	2039	2039	37 066,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66 755,26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.17	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-79 до ТК-80 Ду 400мм	400	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	87	87	2035	2035	10 921,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16 813,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.18	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-40 до ТК-87 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	97	97	2033	2033	10 333,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 707,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.19	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до Павильона 4 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	95	95	2031	2031	17 780,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23 397,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.20	Капитальный ремонт тепловых сетей от Павильона 4 до ТК-45 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	270	270	2030	2030	56 448,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	71 425,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.21	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-45 до ТК-44 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	117,3	117,3	2031	2031	23 442,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30 849,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.22	Капитальный ремонт тепловых сетей от новой ТК (школа 7) до ТК-32/10 Ду 125	125	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	91	91	2033	2033	5 314,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 564,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.23	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-74 до ТК-20 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	138	138	2041	2041	16 509,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32 158,52	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.24	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-75 до ТК-74 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	94	94	2036	2036	13 458,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22 410,16	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.25	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-76 до ТК-75 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	98	98	2031	2031	11 446,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 063,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.26	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-76 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	168	168	2033	2033	18 633,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 520,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																															
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																									
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
3.1.27	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-54 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	100	100	2035	2035	12 248,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 855,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.28	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-54 до ТК-53 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	24	24	2029	2029	2 872,46	0,00	0,00	0,00	0,00	3 494,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.29	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-53 до ТК-52 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	91	91	2030	2030	9 241,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 694,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.30	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-52 до ТК-51 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	136	136	2028	2028	16 524,01	0,00	0,00	0,00	19 330,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.31	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-51 до ТК-50 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	78	78	2029	2029	9 600,39	0,00	0,00	0,00	0,00	11 680,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.32	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-50 до ТК-49 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	67	67	2029	2029	7 839,68	0,00	0,00	0,00	0,00	9 538,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.33	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-49 до ТК-48 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	67	67	2032	2032	6 466,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 850,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.34	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-48 до ТК-47 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	64	64	2029	2029	7 792,46	0,00	0,00	0,00	0,00	9 480,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.35	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-47 до Павильона 5 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	232	232	2028	2028	25 017,52	0,00	0,00	0,00	29 266,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.36	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-49/10 до ТК-50/10 Ду 350мм	350	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	99,9	99,9	2029	2029	12 850,59	0,00	0,00	0,00	0,00	15 634,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.37	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-61 до Павильона 5 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	439	439	2041	2041	41 000,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	79 864,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1.38	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 до ТК-61 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	600	600	2043	2043	56 037,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118 061,55	0,0	0,0	0,0

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																																		
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.			
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																												
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32			
3.1.39	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-62 до ТК-46 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	510	510	2034	2034	47 631,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.40	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до ТК-95 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	630	630	2034	2034	58 838,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.41	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-40 до ТК-39 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	162	162	2032	2032	31 144,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40 983,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.42	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-39 до Павильона 8 Ду 700мм	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	300	300	2037	2037	54 974,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	91 536,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.43	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-50/10 до ТК-51/10 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	122,7	122,7	2041	2041	10 696,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20 836,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.44	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-51/10 до ТК-52/10 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	28	28	2042	2042	6 465,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 098,11	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.45	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-6 через ТК-13/3, ТК-14/3 до ТК-15/3 Ду 250мм	250	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	111	111	2033	2033	9 953,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 166,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.46	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.3 от ТК-16/3 через ТК-17/3,19/3, 20/3 до ТК-21/3 Ду 200мм	200	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	219	219	2033	2033	18 593,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 463,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.47	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от зд. 720 до ТК-1 Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	281,5	281,5	2040	2040	51 628,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96 698,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.48	Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд. 720 Ду 500мм подающая надземная на низких опорах	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	115,2	115,2	2032	2032	9 591,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 127,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																															
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																									
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
3.1.49	Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплоты на поверхность до зд. 720 Ду 500мм обратная надземная на низких опорах	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	115,2	115,2	2036	2036	9 591,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 766,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.50	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.15 от ТК-58 через ТК-57, ТК-56, ТК-55 до ТК-54 Ду 300мм	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	305	305	2034	2034	26 589,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37 845,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.51	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-5 через ТК-98, ТК-14, ТК-18 до ТК-16 Ду 500мм	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	419	419	2038	2038	59 174,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	102 471,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.52	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплотель "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	104	104	2040	2040	9 734,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 231,96	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.53	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплотель "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	700	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	310	310	2042	2042	52 423,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106 201,38	0,00	0,00	0,00	
3.1.54	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплотель "Город-1" Ду 600мм	600	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	28,5	28,5	2032	2032	3 944,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5 398,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.55	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в	400	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	21,5	21,5	2032	2032	2 360,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 230,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																																
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.	
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																										
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
	магистральную теплосеть "Город-1" Ду 400мм																															
3.1.56	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Д100мм	100	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	10	10	2030	2030	528,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	668,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.57	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 50мм	50	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	9	9	2030	2030	445,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	563,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.58	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.4 от ТК-94 до ТК-22 Ду 250мм	250	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	419	419	2036	2036	47 609,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	76 224,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.59	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.7 от пав.№ 8 до ТК-38 Ду 500мм	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	77	77	2039	2039	11 019,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19 846,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.60	Капитальный ремонт транзитной тепломагистали от котельной т.А до т.Б Ду 600мм	600	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	66,5	66,5	2042	2042	9 203,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 645,03	0,00	0,00	0,00		
3.1.61	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.13 от ТК-16 до ТК-20 по ул.Космонавтов	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	445	445	2032	2032	65 304,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	89 373,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.62	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.13 от ТК-5 до ТК-16 (через ТК-98, ТК-14, ТК-15).	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	419	419	2034	2034	55 668,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	89 126,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.63	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.7А от ТК-38 до ТК-90 (через ТК-89)	500	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	366	366	2034	2034	49 254,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	72 908,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.1.64	Капитальный ремонт КР магистральной т/с от ТК-52 включая т/с по подвалам ж/д №22, 26 по ул. Солнечная, ж/д №7,5,9 по ул.Красных	300	повышение надежности теплоснабжения	протяженность	м	124	124	2034	2034	12 248,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18 856,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	





ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																															
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																									
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
4.1.5	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 4 Ду 800- 2 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	2	2	2036	2036	<b>6 769,68</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 272,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.6	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 5 Ду 800- 2 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	2	2	2037	2037	<b>6 769,68</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 272,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.7	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 9, з/а Ду 800- 1 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	2	2	2037	2037	<b>6 769,68</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 757,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.8	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 7 Ду 800- 2 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	2	2	2036	2036	<b>6 769,68</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 272,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.9	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 8 Ду 500 - 4 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	6	6	2033	2037	<b>6 211,97</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 420,79	0,00	0,00	0,00	5 171,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.10	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 3 Ду 800- 2 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	2	2	2033	2033	<b>6 769,68</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9 635,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.1.11	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 2 Ду 800 - 2 шт., Ду 300 - 4 шт., Ду 250 - 6 шт.		повышение надежности теплоснабжения	запорная арматура	шт.	12	12	2037	2037	<b>10 731,52</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 934,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.12	Замена теплоизоляции наружной магистральной т/с от ТК-46 до павильона №9	700	повышение энергоэффективности	запорная арматура	м	647,5	647,5	2027	2027	<b>35 237,78</b>	0,00	0,00	39 637,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.13	Замена теплоизоляции наружной	700	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	520	520	2030	2030	<b>30 552,20</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38 658,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ООО "Теплоснабжающее предприятие" в сфере теплоснабжения на 2023 - 2044 гг.																																				
N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Обоснование необходимости (цель реализации)	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.	Итоговая стоимость работ в ценах 2025 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2026 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2027 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2028 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2029 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2030 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2031 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2032 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2033 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2034 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2035 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2036 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2037 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2038 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2039 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2040 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2041 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2042г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2043 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2044 г.	Итоговая стоимость работ в ценах 2045 г.					
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя																														
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32					
	магистральной т/с от павильона №5 (ТК-62) до ТК-46																																			
4.1.14	Замена теплоизоляции наружной магистральной т/с от павильона №5 в сторону ТК-61	700	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	439	439	2031	2031	30 405,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40 011,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
4.1.15.1	Замена теплоизоляции т/с мкр.10А от ТК-87 через ТК-40Ю ТК-41, ТК-42 до ТК-65	300	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	97	97	2032	2032	27 177,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37 193,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
4.1.15.2		700	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	54	54				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.1.15.3		700	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	145	145				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.15.4		300	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	72	72				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.15.5		200	повышение эн/эфф.	теплоизоляция	м	70	70				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Всего по группе 4</b>										<b>279672,82</b>	0	0	39637,7	0	0	38658,28	47107,46	44 573,31	21 730,89	2 220,37	34 065,37	0,00	51 679,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
<b>Группа 5. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения</b>																																				
<b>5.1. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж тепловых сетей</b>																																				
<b>5.2. Вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж иных объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей</b>																																				
<b>Всего по группе 5</b>										<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>ИТОГО по Программе</b>										<b>2 802 580,32</b>	182898,82	143914,1657	140022,925	120821,5197	141278,62	123010,11	157400,68	164552,67	157199,84	156936,86	154548,97	165351,52	165625,74	152173,74	138564,67	149413,71	132859,69	137944,52	118061,55	0	0	0	0	0	0	

Примечание – сроки и суммы могут быть изменены

**Таблица 94 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения (балансодержатель не определен)**

Стоимость проектов	Итого	2024г.	2025г.	2026 г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031 г.	2032г.
Группа проектов №003 ЕТО – не определена										
Группа проектов 003.01.00.000 «Источники теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов	99476,62	0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство новых источников теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов	99476,62	0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Таблица 95 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей теплоснабжения в целях подключения потребителей в соответствии с проектами планировок**

N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Итого стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс. руб.	стоимость работ в ценах 2025 г.	стоимость работ в ценах 2026 г.	стоимость работ в ценах 2027 г.	стоимость работ в ценах 2028 г.	стоимость работ в ценах 2029 г.	стоимость работ в ценах 2030 г.	стоимость работ в ценах 2031 г.	стоимость работ в ценах 2032 г.
			Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя												
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей</b>																	
<b>1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>																	
2.1.1.	Строительство	25-50	протяженность	км	0	3,55	2024	2032	<b>183764,0</b>	25838,7	26872,2	27947,1	29065,0	30227,6	31436,7	32694,2	34002,0
2.1.2.	новый участок	70	протяженность	км	0	0,58	2024	2032	<b>17644,8</b>	2481,0	2580,2	2683,4	2790,8	2902,4	3018,5	3139,3	3264,8
2.1.3.	тепловой сети	80	протяженность	км	0	0,176	2024	2032	<b>9282,7</b>	1305,2	1357,4	1411,7	1468,2	1526,9	1588,0	1651,5	1717,6

N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Итого стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс. руб.	стоимость работ в ценах 2025 г.	стоимость работ в ценах 2026 г.	стоимость работ в ценах 2027 г.	стоимость работ в ценах 2028 г.	стоимость работ в ценах 2029 г.	стоимость работ в ценах 2030 г.	стоимость работ в ценах 2031 г.	стоимость работ в ценах 2032 г.
			Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя												
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2.1.4.	для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северного и Северо-Западного планировочных районов	100	протяженность	км	0	0,811	2024	2032	<b>43864,0</b>	6167,6	6414,3	6670,9	6937,7	7215,3	7503,9	7804,0	8116,2
2.1.5.		125	протяженность	км	0	0,223	2024	2032	<b>13620,3</b>	1915,1	1991,7	2071,4	2154,3	2240,4	2330,0	2423,2	2520,2
2.1.6.		150	протяженность	км	0	0,238	2024	2032	<b>15599,3</b>	2193,4	2281,1	2372,4	2467,3	2566,0	2668,6	2775,3	2886,3
2.1.7.		175	протяженность	км	0	0,746	2024	2032	<b>54149,6</b>	7613,9	7918,4	8235,2	8564,6	8907,1	9263,4	9634,0	10019,3
2.1.8.		200	протяженность	км	0	1,383	2024	2032	<b>107586,4</b>	15127,5	15732,6	16361,9	17016,4	17697,0	18404,9	19141,1	19906,8
2.1.9.		250	протяженность	км	0	1,017	2024	2032	<b>87535,0</b>	12308,1	12800,4	13312,5	13845,0	14398,8	14974,7	15573,7	16196,6
2.1.10.		300	протяженность	км	0	1,517	2024	2032	<b>44756,0</b>	6293,1	6544,8	6806,6	7078,8	7362,0	7656,5	7962,7	8281,2
2.1.11.		350	протяженность	км	0	0,309	2024	2032	<b>31107,0</b>	4373,9	4548,8	4730,8	4920,0	5116,8	5321,5	5534,4	5755,7
2.1.12.		400	протяженность	км	0	0,121	2024	2032	<b>11485,0</b>	1614,9	1679,5	1746,7	1816,5	1889,2	1964,8	2043,3	2125,1
2.1.13.		500	протяженность	км	0	0,614	2024	2032	<b>12631,3</b>	1776,1	1847,1	1921,0	1997,8	2077,7	2160,9	2247,3	2337,2
2.2.1.	Строительство нового участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северо-Восточного планировочного района	40-50	протяженность	км	0	0,328	2024	2032	<b>16988,1</b>	2388,7	2484,2	2583,6	2686,9	2794,4	2906,2	3022,4	3143,3
2.2.2.		70	протяженность	км	0	0,057	2024	2032	<b>3024,71</b>	425,3	442,3	460,0	478,4	497,5	517,4	538,1	559,7
2.2.3.		80	протяженность	км	0	0,246	2024	2032	<b>12955,3</b>	1821,6	1894,5	1970,3	2049,1	2131,0	2216,3	2304,9	2397,1
2.2.4.		150	протяженность	км	0	0,136	2024	2032	<b>9069,57</b>	1275,3	1326,3	1379,3	1434,5	1491,9	1551,5	1613,6	1678,1
2.2.5.		175	протяженность	км	0	0,068	2024	2032	<b>4950,0</b>	696,0	723,8	752,8	782,9	814,2	846,8	880,7	915,9
2.2.6.		250	протяженность	км	0	0,219	2024	2032	<b>18828,21</b>	2647,4	2753,3	2863,4	2978,0	3097,1	3221,0	3349,8	3483,8
2.3.1.	Строительство нового участка тепловой сети для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Восточного и Южного промышленных	25-40	протяженность	км	0	0,792	2025	2030	<b>41048,5</b>	11543,49	0	0	12984,86	13504,26	14044,43	0	0
2.3.2.		70	протяженность	км	0	0,162	2025	2030	<b>8623,8</b>	4311,9	0	0	1818,643	1891,389	1967,044	0	0
2.3.3.		80	протяженность	км	0	0,115	2025	2030	<b>6061,7</b>	3409,29	0	0	1278,33	1329,46	1382,64	0	0

N п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Итого стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс. руб.	стоимость работ в ценах 2025 г.	стоимость работ в ценах 2026 г.	стоимость работ в ценах 2027 г.	стоимость работ в ценах 2028 г.	стоимость работ в ценах 2029 г.	стоимость работ в ценах 2030 г.	стоимость работ в ценах 2031 г.	стоимость работ в ценах 2032 г.
			Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя												
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	планировочных районов																
<b>Всего по группе</b>									<b>974880,3</b>	117527,4	102193,2	106280,9	126614,0	131678,5	136945,7	124333,6	129307,0

Примечание – Сроки и суммы могут быть изменены

**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 необходимых инвестиций в мероприятия по осуществлению строительства, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, а также в мероприятия, проводимые при переводе потребителей на закрытую систему теплоснабжения, для Сосновоборского городского округа в период с 2024 по 2032 гг. в текущих ценах указаны в Главе 12 и Главе 9 настоящей Схемы.

Динамика инвестирования мероприятий, предусмотренных настоящей Схемой, приведена в таблице 9б.

**Таблица 96 – Динамика потребности в инвестициях для реализации развития системы теплоснабжения городского округа**

Показатель	Значения по годам реализации мероприятий, без НДС, тыс. руб.										Итого за весь период планирования
	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033-2043 гг.	
Финансовые потребности в строительство, реконструкцию и (или) модернизацию тепловых сетей и сооружений на них - по СМУП «ТСП»	-	182898,82	143914,17	140022,92	120821,52	141278,62	123010,11	157400,68	164552,67	1628680,8	2802580,3
Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения	0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	99476,62
Инвестиции в мероприятия по установке АИТП, тыс. руб.	24660,4	32880,6	32880,6	32880,6	32880,6	32880,6	32880,6	32880,6	32880,6	1968726	2256431,18
Финансовые потребности в строительство тепловых сетей для подключения новых потребителей в соответствии с документами территориального планирования	-	117527,37	102193,18	106280,91	126613,98	131678,54	136945,68	124333,63	129306,98	117527,37	974880,3
Всего	24660,4	333306,79	378464,57	279184,43	280316,1	305837,76	292836,39	314614,91	326740,25	3714934,2	6133368,4

Ключевым вопросом при разработке инвестиционной программы является вопрос определения источников инвестирования планируемых технических мероприятий.

Источниками инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления проектов, могут выступать следующие статьи затрат:

- средства собственного бюджета теплоснабжающих организаций или заемные средства;
- средства, полученные от инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию;
- средства перспективных потребителей тепловой энергии, полученные в качестве платы за подключение тепловой мощности;
- средства инвесторов;
- средства городского бюджета, областного бюджета, федерального бюджета и др.

Общий объём необходимых инвестиций для реализации, представленных данной схемой, проектов складывается из суммы капитальных затрат на реализацию мероприятий по теплоисточникам и тепловым сетям, требующих оборотных средств и/или средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

Финансирование инвестиционных проектов рассмотрено в рамках существующих моделей регулирования теплоснабжающих организаций, руководствуясь следующей нормативной документацией:

- Федеральным законом «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ;
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- Приказом Федеральной Службы по Тарифам Российской Федерации от 13.06.2013 № 760-Э «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;
- Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации и предельными уровнями цен (тарифов) компаний инфраструктурного сектора до 2030 года и другими нормативными документами

К собственным средствам организации относятся: амортизация, прибыль и плата за подключение.

В современной отечественной практике амортизация не играет существенной роли в техническом перевооружении и модернизации фирм вследствие того, что этот фонд на поверку является чисто учетным, «бумажным». Наличие этого фонда не означает наличия оборотных средств, прежде всего денежных, которые могут быть инвестированы в новое оборудование и новые технологии. Создание амортизационных фондов и их использование в качестве источников инвестиций связано с рядом сложностей. Во-первых, денежные средства



в виде выручки поступают общей суммой, не выделяя отдельно амортизацию и другие её составляющие, такие как прибыль или различные элементы затрат. Таким образом, предприятие использует все поступающие средства по собственному усмотрению, без учета целевого назначения. Однако осуществление инвестиций требует значительных единовременных денежных вложений. С другой стороны, создание амортизационного фонда на предприятии может оказаться экономически нецелесообразным, так как это требует отвлечения из оборота денежных средств, которые зачастую являются дефицитным активом.

Предполагается, что амортизация, начисляемая по существующим основным средствам организаций, используется на поддержание и восстановление существующего оборудования и поэтому не является источником финансирования. В дальнейшей перспективе, в качестве источника финансирования, возможно, рассмотреть амортизацию по реконструируемым объектам, и переоценки основных фондов в связи с реализацией программы.

В случае реализации мероприятий, где источником финансирования будет запланированы бюджетные средства, расходы на амортизацию не учитывались (ст. 256 Налогового кодекса Российской Федерации).

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

Финансирование мероприятий для потребителей должно осуществляться в соответствии с действующим законодательством: за счет средств потребителей тепловой энергии, за счет средств инвесторов путем заключения энергосервисных договоров, из бюджетных средств, в том числе средств «Фонда реформирования ЖКХ», «Фонда энергосбережения», фондов проведения капитальных ремонтов, из средств энергоснабжающих предприятий (если это не противоречит действующему законодательству) и т.д.

Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере

теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов РФ по согласованию с органами местного самоуправления.

В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схеме теплоснабжения.

Ввиду значительных затрат на реализацию предложенных мероприятий исполнение инвестиционных проектов за счет собственных средств в полном объеме не представляется возможным. Для реконструкции объектов генерации и тепловых сетей, с целью обеспечения пропускной способности, снижения аварийности, и подключения новых потребителей необходимо предусмотреть финансирование из бюджетов всех уровней. В т.ч. участие в национальных программах по реформированию ЖКХ, государственных программах по энергосбережению и пр.

Альтернативным вариантом финансирования инвестиционных проектов может служить привлечение заемных средств. Однако это дает дополнительную нагрузку на тариф, в виде процентов за пользование денежными средствами, что негативно сказывается на платеже гражданина, и требует мер социальной поддержки. Оплату по кредитам и (или) займам обеспечит статья «Внерезидентские расходы», а именно:

- расходы на услуги банков;
- расходы на обслуживание заемных средств.

Этот вариант финансирования мероприятий так же требует разработки и утверждения инвестиционной программы.

Мероприятия по модернизации Ленинградской АЭС финансируются за счет собственных средств Концерна.

Для СМУП «ТСП» возможным является финансирование мероприятий за счет кредитования, бюджетных средств, а также за счет включения инвестиционной составляющей тарифа на тепловую энергию и введения тарифа на подключение перспективных потребителей.

### **12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций**

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии с «Требованиями к схемам

теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154.

Предлагаемые схемой теплоснабжения мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов системы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа по выбранному сценарию должны обеспечить достижение плановых значений целевых показателей функционирования систем централизованного теплоснабжения, повысить качество услуги теплоснабжения, обновить основные фонды эксплуатирующих организаций, удовлетворить спрос на тепловую энергию для планируемых объектов капитального строительства. При реализации полного объема мероприятий по строительству и реконструкции системы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа произойдет превышения предельных уровней индекса роста тарифов на соответствующую услугу. Поэтому необходимо предусмотреть дополнительные меры поддержки для граждан.

Расчёт показателей эффективности доходного инвестиционного мероприятия производился в соответствии с нормативно-методическими документами Министерства экономического развития Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации, а также общепринятыми бизнес-практиками инвестиционного анализа.

Наибольшая эффективность инвестиций в строительство и реконструкцию системы теплоснабжения возможна при сочетании финансирования за счет средств эксплуатирующей организации, заемных средств и бюджетных средств, в том числе выделяемых по целевым программам (средства федерального, областного и местного бюджета).

Эффективность инвестиций на разработанные мероприятия по строительству, реконструкции и технического перевооружения зависят, в том числе, и от выбранного источника финансирования данных мероприятий.

Расчет эффективности инвестиций затрудняется тем, что проекты, предусмотренные схемой теплоснабжения, направлены, в первую очередь не на получение прибыли, а на повышение надёжности и качества услуги по теплоснабжению потребителей, обусловленные технической (критичный износ существующих тепловых мощностей и теплосетей) необходимостью, а также на выполнение требований законодательства. Следует также отметить, что реализация мероприятий по реконструкции тепловых сетей, направленных на повышение надёжности теплоснабжения, имеет целью не повышение эффективности работы систем теплоснабжения, а поддержание ее в рабочем состоянии. Данная группа проектов имеет низкий экономический эффект относительно капитальных затрат на ее реализацию и

является социально-значимой. Расчет эффективности инвестиций по таким проектам не проводятся.

В целом при реализации всех предложенных мероприятий показатели эффективности инвестиционного проекта будут иметь отрицательные значения, то есть не будут иметь обоснования с точки зрения разумных сроков окупаемости, но инвестиции необходимы для надлежащего теплоснабжения потребителей на территории Сосновоборского городского округа. Окупаемость данных мероприятий далеко выйдет за рамки периода, на который разрабатывается схема теплоснабжения.

#### **12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения**

Тарифы на тепловую энергию организаций, оказывающих услуги теплоснабжения в Сосновоборском городском округе устанавливаются Комитетом по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области.

В соответствии с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике при Правительстве Ленинградской области тариф СМУП «ТСП» на тепловую энергию во втором полугодии 2023 года составляет 1106,59 руб./Гкал без учета НДС, для филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградской АЭС» - 483,29 руб./Гкал.

Расчет ценовых тарифных последствий выполнен в Главе 14 настоящей Схемы.

#### **12.5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности**

Изменения в обосновании инвестиций (предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей отсутствуют.

Актуальный перечень предложений в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, а также объем необходимых инвестиций представлен в таблицах 93-95 п. 12.1.

## ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

### 13.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Обслуживающим персоналом ежегодно в межотопительный период проводятся профилактические и ремонтно-восстановительные работы по подготовке к отопительному сезону, что подтверждено ежегодными актами промывки и гидравлических испытаний котлов.

В период прохождения отопительного периода 2023-2024 гг. отказов (аварий, инцидентов) тепловых сетей и теплогенерирующего оборудования, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей не зафиксировано.

За период 2019-2023 гг. на участках тепловых сетей теплоснабжения произошло 280 инцидентов, аварийных отказов систем теплоснабжения.

Показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения (СМУП «ТСП») представлены в таблице 97.

**Таблица 97 – Показатели надежности объектов теплоснабжения (СМУП «ТСП»)**

Год	Показатели надежности	
	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности
	ед./км	ед./ Гкал/час
2024	0,23	0,00
2025	0,21	0,00
2026	0,21	0,00
2027	0,21	0,00
2028	0,21	0,00
2029	0,21	0,00
2030	0,20	0,00
2031	0,20	0,00
2032	0,20	0,00

### 13.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках теплоснабжения в соответствии с представленными сведениями не происходило.

### **13.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии**

Удельные расходы условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников теплоснабжения, представлены в таблицах 98-100.

**Таблица 98 – Удельные расходы условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источника тепла Сосновоборского городского округа (СМУП «ТСП»)**

Статья баланса	Ед. изм.	2023 г.	2024 г. (СМУП «ТСП», ООО ТСП)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5	119,5
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8
Выработка тепловой энергии, всего:	Гкал	7333,28	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02	14250,02
Отпуск энергии с коллекторов, всего:	Гкал	6942,38	14120,03	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02	14120,02
Получено со стороны	Гкал	639053,40	643220	629020	627610	627610	623330	622990	622990	621990	620990
Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	569650,85	644340,02	643140,02	641730,02	641730,02	637450,02	637110,02	637110,02	636110,02	635110,02
Отпуск т/э потребителям	Гкал	538592,97	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02	557110,02
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	158,98	165,18	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17
Расход условного топлива	Т. у. т.	1165,883	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88
Расход натурального топлива	тыс. м <sup>3</sup>	1000,844	2083,37	2083,38	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93

**Таблица 99 – Удельные расходы условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов (филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Производительность источника теплоснабжения	Гкал/ч	735	735	735	735	735	735	735	735	750	750
Выработка тепловой энергии, всего:	тыс. Гкал/год	871,217	880,739	890,260	890,26	890,26	890,26	892,937	896,857	899,050	902,577
Отпуск тепловой энергии в сеть ТСО	тыс. Гкал/год	713,702	722,646	731,59	731,590	731,590	731,590	735,244	738,921	742,615	750,041

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал/год	697,269	706,015	714,76	714,760	714,760	714,760	718,334	721,925	725,535	732,790
Расход условного топлива	тут	129463	130877,7	132292,6	132292,6	132292,6	132292,6	132690,5	133273,0	133598,8	134122,9
Удельный расход топлива	кг/Гкал	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6

**Таблица 100 - Удельные расходы условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов новой газовой котельной**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Производительность источника теплоснабжения	Гкал/ч	0	0	0	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	-	-	-	20976,4	20976,4	25470,48	25470,48	29510	29510	29510
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	-	-	-	20451,990	20451,990	24833,718	24833,718	28772,250	28772,250	28772,250
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	-	-	-	19020,351	19020,351	23095,358	23095,358	26758,193	26758,193	26758,193
Расход условного топлива	тут	-	-	-	3231,2	3231,2	3923,6	3923,6	4545,606	4545,606	4545,606
Удельный расход топлива	кг/Гкал	-	-	-	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04



#### **13.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети**

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии теплоносителя к материальной характеристике тепловых сетей приведены в таблице 101.

**Таблица 101 – Удельные потери тепловой энергии теплоносителя относительно материальной характеристике тепловой энергии**

Показатели	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
	факт	прогноз								
Потери т/э в сетях, Гкал	74165,11	87230,0	87230,00	84620,00	84 620,00	80 340,00	80 000,00	80 000,00	79 000,00	78 000,00
Удельные потери тепловой энергии, Гкал/м <sup>2</sup>	1,324	1,544	1,530	1,472	1,459	1,373	1,356	1,345	1,317	1,289

### 13.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Изменения коэффициента использования установленной тепловой мощности приведено в таблице 102.

**Таблица 102 - Изменения коэффициента использования установленной тепловой мощности**

Показатели	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
		Факт	Прогноз								
Установленная тепловая мощность (СМУП «ТСП»)	Гкал/ч	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8
Производительность источника теплоснабжения (ЛАЭС)	Гкал/ч	735	735	735	735	735	735	735	735	750	750
Установленная тепловая мощность новой газовой котельной	Гкал/ч	-	-	-	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046
Выработано тепловой энергии (СМУП ТСП»)	тыс. Гкал/год	7,333	14,250	14,250	14,250	14,250	14,250	14,250	14,250	14,250	14,250
Выработка тепловой энергии ЛАЭС	Тыс. Гкал/год	871,217	880,739	890,260	890,26	890,26	890,26	892,937	896,857	899,050	902,577
Выработка тепловой энергии на новой газовой котельной	Тыс. Гкал/год	-	-	-	20,976	20,976	25,470	25,470	29,510	29,510	29,510
Использования установленной тепловой мощности ЛАЭС	ч/год	945,90	963,60	973,85	973,85	973,85	973,85	976,73	980,95	967,68	971,42
Использования установленной тепловой мощности новой газовой котельной	ч/год	-	-	-	1741,32	1741,32	2114,39	2114,39	2449,78	2449,78	2449,78

### **13.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведённая к расчётной тепловой нагрузке**

Удельная материальная характеристика показывает соотношение металлоёмкости тепловых сетей и передаваемой нагрузки, чем меньше величина удельной материальной характеристики тепловых сетей, тем выше энергоэффективность системы теплоснабжения в целом.

Удельная материальная характеристика тепловых сетей представлена в таблице 103.

**Таблица 103 – Удельная материальная характеристика тепловых сетей**

Показатели	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
	факт	прогноз								
Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	56011,98	56509,7635	57007,5469	57505,33	58003,114	58500,897	58998,681	59496,464	59994,248	60492,031
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	534,416	544,216	548,616	554,84289	558,5329	568,43667	572,9967	583,012	653,512	662,162
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup> /Гкал/ч	104,81	103,84	103,91	103,64	103,85	102,92	102,97	102,05	91,80	91,36

**13.7. 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)**

Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме в соответствии с представленными данными на всем горизонте планирования составила 97%-98%.

**13.8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии**

Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии не определяется, так как отпуск электрической энергии не осуществляется. Для атомных электростанций показатель не нормируется.

**13.9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)**

Тепловые электростанции в городском округе отсутствуют. Для атомных электростанций показатель не нормируется.

**13.10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учёта, в общем объёме отпущенной тепловой энергии**

Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учёта, в общем объёме отпущенной тепловой энергии для каждого источников тепловой энергии на территории Сосновоборского городского округа составляет 90%.

**13.11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)**

Срок эксплуатации тепловых сетей приведен в таблице 104.

**Таблица 104 –Срок эксплуатации тепловых сетей**

Протяженность сетей, м	Тип прокладки сетей, %		Срок службы тепловых сетей, %			
	Надземная	Подземная	менее 10 лет	от 10 до 16 лет	от 16 до 25 лет	более 25 лет
99260	26,54	73,46	8,34	11,92	18,38	61,37

**13.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей**

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей представлено в таблице 105.

**Таблица 105 – Отношение материальной характеристики реконструированных тепловых сетей к суммарной материальной характеристике**

Параметры	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Материальная характеристика реконструированных сетей	м <sup>2</sup>	268	320	220	100,1	621,8	431,8	488,33	1163,5	970,62	936,8
Материальная характеристика тепловых сетей	м <sup>2</sup>	56011,98	56509,7635	57007,5469	57505,33	58003,114	58500,897	58998,681	59496,464	59994,248	60492,031
Отношение	%	0,478	0,566	0,386	0,174	1,072	0,738	0,828	1,956	1,618	1,549

### **13.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии**

В ретроспективном и последующем периоде отсутствуют инвестиционные мероприятия по реконструкции изношенного теплогенерирующего оборудования. Мероприятия, запланированные в Схеме, предполагают замещение мощностей и ввод новых объектов генерации (ввод замещающих мощностей ЛАЭС).

### **13.14. 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**

Факты нарушения антимонопольного законодательства (выданные предупреждения, предписания), а также санкции, предусмотренные Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях – отсутствуют.

### **13.15. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения с учетом реализации проектов системы теплоснабжения**

Анализ изменений, фактических значений индикаторов развития систем теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа представлен в Главе 13 п. 13.1-13.13.

### **13.16. Целевые значения ключевых показателей, отражающих результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии**

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.08.2018 № 1801-р утверждены ключевые показатели, отражающие результаты внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, и целевые значения указанных показателей в ценовых зонах теплоснабжения.

Показатели представлены в п. 13.1-13.13 настоящей Главы.



**13.17. Существующие и перспективные значения целевых показателей реализации схемы теплоснабжения поселения, городского округа, подлежащие достижению каждой единой теплоснабжающей организацией**

Постановлением Правительства Российской Федерации 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» утверждены целевые значения ключевых показателей.

Показатели представлены в п. 13.1-13.13 настоящей Главы.

## **ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ**

### **14.1. Тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа представляет собой две зоны теплоснабжения с основными теплоснабжающими организациями в лице филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградской АЭС» и СМУП «ТСП», основным источником теплоснабжения ЛАЭС и резервно-пиковой котельной СМУП «ТСП».

Тарифно-балансовая расчетная модель по источникам теплоснабжения представлена в таблицах 106-108 п. 14.2 настоящей главы.

## 14.2. Тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовая расчётная модель теплоснабжения потребителей по единым теплоснабжающим организациям представлена в таблицах 106-108.

**Таблица 106 – Тарифно-балансовая расчётная модель теплоснабжения потребителей по единой теплоснабжающей организации (СМУП «ТСП»)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2024 г. СМУП «ТСП» принято ЛенРТК	2024г. ООО «ТСП» принято ЛенРТК	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035-2043 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выработка тепловой энергии, всего:	Гкал/год	<b>1 250,02</b>	<b>13 000,00</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>	<b>14 250,02</b>
газ	Гкал/год	1 250,02	13 000,00	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02	14 250,02
Расход на собственные нужды	Гкал/год	130,00	0,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	10,40		0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Отпуск энергии с коллекторов, всего:	Гкал/год	1 120,02	13 000,00	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02	14 120,02
Покупка теплоэнергии (ЛАЭС + ООО "ТСП" - в 2024), (ЛАЭС - 2025 и далее)	Гкал/год	643 220,00		629 020,00	627 610,00	627 610,00	623 330,00	622 990,00	622 990,00	621 990,00	620 990,00	619 990,00	618 990,00	617 990,00
Подано теплоэнергии в сеть	Гкал/год	644 340,02	13 000,00	643140,02	641730,02	641730,02	637450,02	637110,02	637110,02	636110,02	635110,02	634110,02	633110,02	632110,02
Потери теплоэнергии в сетях	Гкал/год	87 230,00	0,00	87 230,00	84 620,00	84 620,00	80 340,00	80 000,00	80 000,00	79 000,00	78 000,00	77 000,00	76 000,00	75 000,00
Потери теплоэнергии в сетях	%	13,54		13,56	13,19	13,19	12,60	12,56	12,56	12,42	12,28	12,14	12,00	11,87

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2024 г. СМУП «ТСП» принято ЛенРТК	2024г. ООО «ТСП» принято ЛенРТК	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035-2043 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Отпущено теплоэнергии всем потребителям, всего:	Гкал/год	<b>557 110,02</b>	<b>13 000,00</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>	<b>557 110,02</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	122 850,00	0,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00	122 850,00
на отопление	Гкал/год	434 260,01	13 000,00	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01	434 260,01
Население	Гкал/год	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>	<b>371 340,01</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00	109 750,00
на отопление	Гкал/год	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00	261 590,00
Бюджетные организации	Гкал/год	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>	<b>57 240,00</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00	5 130,00
на отопление	Гкал/год	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00	52 110,00
Прочие потребители	Гкал/год	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>	<b>112 670,00</b>
на горячее водоснабжение	Гкал/год	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00	7 620,00
на отопление	Гкал/год	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00	105 050,00
Организациям-перепродавцам	Гкал/год	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>	<b>15 860,01</b>
Расход условного топлива (газ)	тут	373,46	1980,42	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88	2353,88
удельный расход	кг/Гкал	298,77	152,34	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17	154,17
Расход натурального топлива (газ)	тыс.м <sup>3</sup>	330,79	1 752,58	2083,38	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93	2084,93

**Таблица 107 – Тарифно-балансовая расчётная модель теплоснабжения потребителей по единой теплоснабжающей организации (филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выработка тепловой энергии, всего:	тыс. Гкал/год	871,217	880,739	890,260	890,26	890,26	890,26	892,937	896,857	899,050	902,577
Расход на собственные нужды теплоисточника	тыс. Гкал/год	157,515	158,093	158,670	158,67	158,67	158,67	157,69	157,94	156,43	152,54
Теплоэнергия на собственные нужды теплоисточника, %	%	18,08	17,95	17,82	17,82	17,82	17,82	17,66	17,61	17,4	16,9
Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс. Гкал/год	713,702	722,646	731,59	731,590	731,590	731,590	735,244	738,921	742,615	750,041
Отпуск тепловой энергии в сеть ТСО	тыс. Гкал/год	713,702	722,646	731,59	731,590	731,590	731,590	735,244	738,921	742,615	750,041
Потери тепловой энергии в сети ТСО	тыс. Гкал/год	16,433	16,63	16,83	16,83	16,83	16,83	16,91	17,00	17,08	17,25
То же в % к отпуску в сеть	%	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал/год	697,269	706,015	714,76	714,760	714,760	714,760	718,334	721,925	725,535	732,790
Расход условного топлива	тут	129463	130877,7	132292,6	132292,6	132292,6	132292,6	132690,5	133273,0	133598,8	134122,9
Удельный расход топлива	кг/Гкал	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6

**Таблица 108 – Тарифно-балансовая расчётная модель теплоснабжения потребителей новой газовой котельной (ЕТО не определено)**

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	0	0	0	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046	12,046
Ввод мощности	Гкал/ч	0	0	0	12,046	0	0	0	0	0	0
Вывод мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатели производственной деятельности	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025г.г	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	0	0	0	0	1	2	3	4	5	6
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	2,677	2,677	8,031	8,031	12,046	12,046	12,046
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	8,978	8,978	3,474	3,474	-0,961	-0,961	-0,961	8,978	8,978	3,474
Доля резерва (от располагаемой мощности нетто)	%	76,1	76,1	29,4	29,4	-8,1	-8,1	-8,1	76,1	76,1	29,4
<i>Тепловая энергия</i>											
Выработка тепловой энергии	Гкал/год	-	-	-	20976,4	20976,4	25470,48	25470,48	29510	29510	29510
Расход на собственные нужды теплоисточника	Гкал/год	-	-	-	524,41	524,41	636,76	636,76	737,75	737,75	737,75
Теплоэнергия на собственные нужды теплоисточника, %	%	-	-	-	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	Гкал/год	-	-	-	20451,990	20451,990	24833,718	24833,718	28772,250	28772,250	28772,250
Потери при передаче по тепловым сетям	Гкал/год	-	-	-	1431,639	1431,639	1738,360	1738,360	2014,058	2014,058	2014,058
То же в %	%	-	-	-	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Полезный отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/год	-	-	-	19020,351	19020,351	23095,358	23095,358	26758,193	26758,193	26758,193
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тут	-	-	-	3231,2	3231,2	3923,6	3923,6	4545,606	4545,606	4545,606
Средневзвешенный НУР	кг/Гкал	-	-	-	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04	154,04

### **14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей**

Общая стоимость мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, составляет 6133,4 млн. руб.

Величина требуемых капитальных затрат определена на основе анализа цен производителей оборудования, находящихся в общедоступных источниках информации, укрупнённых нормативов цены строительства (НЦС) и по данным объектов-аналогов. Подлежат обязательному уточнению проектно-сметной документацией, запросами коммерческих предложений.

Тарифные последствия реализации мероприятий позволяют в долгосрочной перспективе не превышать принятые тарифы в прогнозах по сценарным условиям МЭР (Минэкономразвития РФ).

Результаты оценки ценовых последствий представлены в таблицах 109–110.

**Таблица 109 – Результаты оценки ценовых последствий (СМУП «ТСП»)**

Наименование критерия оценки	Динамика изменения тарифа на тепловую энергию																		
	2023 г.		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.		2030 г.		2031 г.		2032 г.
Тепловая энергия, поставляемая потребителям, подключенным к тепловым сетям:																			
Период	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с
	01.01.23 по 31.12.23	01.01.24 по 30.06.24	01.07.24 по 31.12.24	01.01.25 по 30.06.25	01.07.25 по 31.12.25	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал (с учетом индексов-дефляторов)	1106,59	1106,59	1379,20	1379,20	1434,37	1434,37	1491,74	1491,74	1551,41	1551,41	1613,47	1613,47	1678,00	1678,00	1745,13	1745,13	1814,90	1814,90	1887,53
Прогнозный тариф с инвестиционной составляющей, руб./Гкал	-	1679,22		1734,94		1792,98		1852,65		1916,73		1981,42		2048,55		2118,80		2191,91	



**Таблица 110 – Результаты оценки ценовых последствий (филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция)**

Наименование критерия оценки	Динамика изменения тарифа на тепловую энергию																		
	2023 г.		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.		2030 г.		2031 г.		2032 г.
Тепловая энергия, поставляемая потребителям, подключенным к тепловым сетям:																			
Период	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с	с
	01.01.23 по 31.12.23	01.01.24 по 30.06.24	01.07.24 по 31.12.24	01.01.25 по 30.06.25	01.07.25 по 31.12.25	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.	01.01. по 30.06.	01.07. по 31.12.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал (с учетом индексов-дефляторов)	483,29	483,29	544,61	544,61	558,56	558,56	575,05	575,05	588,28	588,28	607,93	607,93	626,17	626,17	644,95	644,95	664,30	664,30	679,58

#### **14.4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения**

Тарифные последствия ежегодно оцениваются согласно прогнозу Министерства Экономического Развития Российской Федерации с учетом индексов дефляторов.

## ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

### 15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения

На территории Сосновоборского городского округа в качестве единых теплоснабжающих организаций утверждены две теплоснабжающие организации: ЛАЭС и СМУП «ТСП».

Реестр систем теплоснабжения, действующих на территории Сосновоборского городского округа представлен в таблице 111.

**Таблица 111 – Реестр систем теплоснабжения, действующих на территории Сосновоборского городского округа**

Система теплоснабжения	Перечень источников, входящих в систему теплоснабжения	Тепловая мощность, Гкал/ч (базовый 2023 год)	Перечень организаций, входящих в систему теплоснабжения
Система теплоснабжения: ЛАЭС и резервно-пиковая котельная СМУП «ТСП»	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»	800,00	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция», СМУП «ТСП»
	СМУП «ТСП», ООО «ТСП»	93,8	

### 15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

На момент актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа статус единой теплоснабжающей организации присвоен Филиалу АО «Концерн Росэнергоатом» ЛАЭС и СМУП «ТСП» постановлением Администрации от 10.04.2015 № 1101 «О наделении организаций, осуществляющих теплоснабжение статусом единой теплоснабжающей организации».

В схеме теплоснабжения состав систем теплоснабжения для присвоения статуса единых теплоснабжающих организаций определен в соответствии с нормами Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные акты Российской Федерации».

В соответствии с положениями п 14 Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения выполнен сбор, анализ и обобщение исходных данных, предоставленных по запросам теплоснабжающими организациями на территории Сосновоборского городского округа. Теплоснабжающие организации городского округа и профильные органы исполнительной власти представили исходные данные по изменениям с момента утверждения действующей схемы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа в части:

- подключения новых объектов - потребителей тепловой энергии;
- изменения технико-экономических показателей по источникам теплоснабжения;
- плановые значения отпуска тепловой энергии;
- перспективный перечень планируемых мероприятий по системе теплоснабжения.

### **15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, приведенных в Постановлении Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, муниципального образования.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

3. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, муниципального образования 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, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей

организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации:

- 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;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

5. В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации 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 единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

6. В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации 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 собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации 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 единой теплоснабжающей организации 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 единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

7. 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.

8. В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

9. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- 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;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- 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.

Постановлением администрации муниципального образования Сосновоборский городской округ Ленинградской области от 10.04.2015 года № 1101 филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» и Сосновоборское унитарное предприятие «Теплоснабжающее предприятие» наделены статусом единых теплоснабжающих организаций.

Деятельность данных теплоснабжающих организаций по теплоснабжению в границах Сосновоборского городского округа является профильной и позволяет обеспечить надежность и качество поставки тепловой энергии потребителям в своих зонах:

- в организациях имеется в требуемом количестве квалифицированный персонал для обслуживания и ремонта котельного оборудования и тепловых сетей;

- в организациях имеются необходимые приборы и инструмент для проведения ремонтных и наладочных работ на источниках тепла и тепловых сетях.

#### **15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

Заявки на присвоение статуса ЕТО в период разработки актуализации Схемы не поступали.

#### **15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

Система теплоснабжения Сосновоборского городского округа представляет собой две зоны теплоснабжения с основными теплоснабжающими организациями в лице филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградской АЭС» и СМУП «ТСП», основным источником теплоснабжения ЛАЭС и резервно-пиковой котельной СМУП «ТСП». Теплоснабжение потребителей зоны теплоснабжения ЛАЭС осуществляется по температурному графику 165/70°С, зоны теплоснабжения ЛАЭС и СМУП «ТСП» – по температурному графику 150/70°С.

ЛАЭС осуществляет продажу теплоносителя СМУП «ТСП» с коллекторов бойлерной районного теплоснабжения, а также осуществляет транспорт теплоносителя до границы балансовой принадлежности с ФГУП «НИТИ им. А.П. Александрова», который, в свою очередь, осуществляет перепродажу тепловой энергии своим субабонентам. СМУП «ТСП» осуществляет транспорт теплоносителя до конечных потребителей.

До конца расчетного периода выводятся из эксплуатации энергоблоки № 3, №4 Ленинградской АЭС, и вводятся замещающие мощности.

Граница зоны деятельности теплоснабжающей организации на территории Сосновоборского городского округа совпадает с зонами действия эксплуатируемых источников тепла. Реестр зон деятельности ЕТО приведен в п 15.1 настоящей главы.

#### **15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений**

За период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа, изменения в зонах деятельности единой теплоснабжающих организации отсутствуют.

## ГЛАВА 16. РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

### 16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Развитие системы теплоснабжения предполагает замещающий ввод энергоблоков строящейся ЛАЭС в соответствии с графиком вывода энергоблоков Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская АЭС».

Целью инвестирования в строительство Ленинградской АЭС является сохранение и развитие производства электрической и тепловой энергии.

Настоящей схемой учтено замещение мощностей ЛАЭС. Вывод энергоблоков №3 и №4 ЛАЭС из эксплуатации планируется в начале и конце 2030 гг.

Расчетная располагаемая мощность Ленинградской АЭС до 2030 года составит – 800 Гкал/ч, на 2031 год – 750 Гкал/ч, на 2033 год и далее – 1000 Гкал/ч.

Оценка необходимых капиталовложений, перечень мероприятий, а также иная информация в части технологических схем, характеристик оборудования и другое, по данным организации (Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская АЭС»), является «информацией ограниченного доступа». Данные мероприятия «финансируются за счет собственных средств Концерна».

Планируемый объем инвестиций по источникам теплоснабжения составит 144574,1 тыс. руб.

Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения представлены в таблице 112.

**Таблица 112 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения**

Стоимость проектов	Итого	2024г.	2025г.	2026 г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031 г.	2032г.
	Группа проектов №002 ЕТО №2 –СМУП «ТСП									
	Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»									
Всего стоимость группы проектов	45097,46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0
	Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Реконструкция источников теплоснабжения»									
Всего стоимость	45097,46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0



Стоимость проектов	Итого	2024г.	2025г.	2026 г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031 г.	2032г.
группы проектов										
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0
Подгруппа проектов 002.01.01.001 «Капитальному ремонт котлоагрегата ПТВМ-50»										
Всего стоимость группы проектов	45097,46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45097,46	0,0	0,0	0,0
Группа проектов №003 ЕТО – не определена										
Группа проектов 003.01.00.000 «Источники теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов	99476,62	0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство новых источников теплоснабжения»										
Всего стоимость группы проектов	99476,62	0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Всего стоимость группы проектов накопленным итогом		0,0	0,0	99476,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

## **16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них**

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблицах 113–114. Подробный свод мероприятий по тепловым сетям представлен в Главе 12 настоящей схемы.

**Таблица 113 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений**

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.
1	2	3	4	5
<b>Группа 2. Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей</b>				
2.1.1	Строительство тепловых сетей от ТК-30/3 до новой ТК между ТК-21 и ТК-22 Ду 150	2026	2026	8 714,92
2.1.2	Строительство тепловых сетей от новой ТК до ж/д 16 по ул. Малая Земля Ду 150	2026	2026	3 579,44
2.1.3	Строительство тепловых сетей от вывода т/с Ду 500 до зд. 720 (трубопроводы Ду700 Город-1) Ду 500 надземная на опорах	2026	2026	4 371,81
2.1.4	Строительство тепловых сетей от ТК-35 до ТК-99 Ду 400	2027	2027	74 252,94
2.1.5	Строительство тепловых сетей от новой ТК между ТК-65 и ТК-66 до новой ТК между ТК-63 и ТК-64 Ду 300мм	2027	2027	14 989,16
2.1.6	Строительство тепловых сетей от ТК-71/10 до новой ТК (школа 7) Ду 125мм	2028	2028	20 231,62
2.1.7	Строительство тепловых сетей от Павильона 8 до новой ТК (за ТК-38) Ду 250	2028	2028	5 503,12
2.1.8	Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-17/4 Ду 150	2028	2028	14 733,98
2.1.9	Строительство тепловых сетей от ТК-32 до ТК-30/4 Ду 100	2028	2028	21 268,50
<b>Группа 3. Реконструкция и капитальный ремонт существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников</b>				
<b>3.1. Капитальный ремонт существующих тепловых сетей</b>				
3.1.1	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-20 до ТК- 94 Ду 400	2040	2040	3 512,94
3.1.2	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-15/3 до ТК-16/3 Ду 300	2035	2035	9 328,16
3.1.3	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-5 до ТК-7 Ду 400мм	2025	2025	31 633,48
3.1.4	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 5 до ТК-62 Ду 700мм	2034	2034	2 031,47
3.1.5	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 через реку Коваш Ду 700мм надземная на опорах	2035	2035	3 735,80
3.1.6	Капитальный ремонт тепловых сетей по ж/д 17 по ул. Солнечной до ТК-30/3 с Ду 100 на Ду 150	2040	2040	6 320,21
3.1.7	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм надземная на низких опорах	2037	2037	9 665,53
3.1.8	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-2 до ТК-3 Ду 700мм	2038	2038	11 144,33
3.1.9	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-1 до ТК-2 Ду 700мм надземная на низких опорах	2038	2038	7 891,88
3.1.10	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-42 до ТК-40 Ду 700мм	2029	2029	38 098,32
3.1.11	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-85 до ТК-87 Ду 300мм	2039	2039	28 853,25
3.1.12	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-26/2 до ж/д 28 по ул. Ленинградской с Ду 80 на Ду 100	2040	2040	8 577,61

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.
1	2	3	4	5
3.1.13	Капитальный ремонт тепловых сетей от ж/д 24 до ж/д 20 по ул. Ленинградской Ду 100	2033	2033	<b>5 762,24</b>
3.1.14	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-66 до новой ТК (между ТК-65 и ТК-66) Ду 300мм	2035	2035	<b>13 639,21</b>
3.1.15	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-41 до ТК-49/10 Ду 300мм	2035	2035	<b>6 549,59</b>
3.1.16	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-8 до ТК-5/3 Ду 300мм	2039	2039	<b>37 066,83</b>
3.1.17	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-79 до ТК-80 Ду 400мм	2035	2035	<b>10 921,99</b>
3.1.18	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-40 до ТК-87 Ду 300мм	2033	2033	<b>10 333,05</b>
3.1.19	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до Павильона 4 Ду 700мм	2031	2031	<b>17 780,04</b>
3.1.20	Капитальный ремонт тепловых сетей от Павильона 4 до ТК-45 Ду 700мм	2030	2030	<b>56 448,50</b>
3.1.21	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-45 до ТК-44 Ду 700мм	2031	2031	<b>23 442,78</b>
3.1.22	Капитальный ремонт тепловых сетей от новой ТК (школа 7) до ТК-32/10 Ду 125	2033	2033	<b>5 314,46</b>
3.1.23	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-74 до ТК-20 Ду 300мм	2041	2041	<b>16 509,33</b>
3.1.24	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-75 до ТК-74 Ду 300мм	2036	2036	<b>13 458,96</b>
3.1.25	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-76 до ТК-75 Ду 300мм	2031	2031	<b>11 446,93</b>
3.1.26	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-76 Ду 300мм	2033	2033	<b>18 633,06</b>
3.1.27	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-77 до ТК-54 Ду 300мм	2035	2035	<b>12 248,40</b>
3.1.28	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-54 до ТК-53 Ду 300мм	2029	2029	<b>2 872,46</b>
3.1.29	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-53 до ТК-52 Ду 300мм	2030	2030	<b>9 241,95</b>
3.1.30	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-52 до ТК-51 Ду 300мм	2028	2028	<b>16 524,01</b>
3.1.31	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-51 до ТК-50 Ду 300мм	2029	2029	<b>9 600,39</b>
3.1.32	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-50 до ТК-49 Ду 300мм	2029	2029	<b>7 839,68</b>
3.1.33	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-49 до ТК-48 Ду 300мм	2032	2032	<b>6 466,82</b>
3.1.34	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-48 до ТК-47 Ду 300мм	2029	2029	<b>7 792,46</b>
3.1.35	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-47 до Павильона 5 Ду 300мм	2028	2028	<b>25 017,52</b>
3.1.36	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-49/10 до ТК-50/10 Ду 350мм	2029	2029	<b>12 850,59</b>

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.
1	2	3	4	5
3.1.37	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-61 до Павильона 5 Ду 700мм надземная на низких опорах	2041	2041	<b>41 000,42</b>
3.1.38	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от Павильона 7 до ТК-61 Ду 700мм надземная на низких опорах	2043	2043	<b>56 037,02</b>
3.1.39	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-62 до ТК-46 Ду 700мм надземная на низких опорах	2034	2034	<b>47 631,47</b>
3.1.40	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-46 до ТК-95 Ду 700мм надземная на низких опорах	2034	2034	<b>58 838,87</b>
3.1.41	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-40 до ТК-39 Ду 700мм	2032	2032	<b>31 144,03</b>
3.1.42	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от ТК-39 до Павильона 8 Ду 700мм	2037	2037	<b>54 974,23</b>
3.1.43	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-50/10 до ТК-51/10 Ду 300мм	2041	2041	<b>10 696,87</b>
3.1.44	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-51/10 до ТК-52/10 Ду 300мм	2042	2042	<b>6 465,60</b>
3.1.45	Капитальный ремонт тепловых сетей от ТК-6 через ТК-13/3, ТК-14/3 до ТК-15/3 Ду 250мм	2033	2033	<b>9 953,10</b>
3.1.46	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.3 от ТК-16/3 через ТК-17/3,19/3, 20/3 до ТК-21/3 Ду 200мм	2033	2033	<b>18 593,17</b>
3.1.47	Капитальный ремонт магистральных тепловых сетей от зд. 720 до ТК-1 Ду 700мм надземная на низких опорах	2040	2040	<b>51 628,25</b>
3.1.48	Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм подающая надземная на низких опорах	2032	2032	<b>9 591,88</b>
3.1.49	Капитальный ремонт тепловых сетей от выхода теплосети на поверхность до зд.720 Ду 500мм обратная надземная на низких опорах	2036	2036	<b>9 591,88</b>
3.1.50	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.15 от ТК-58 через ТК-57, ТК-56, ТК-55 до ТК-54 Ду 300мм	2034	2034	<b>26 589,60</b>
3.1.51	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.13 от ТК-5 через ТК-98, ТК-14, ТК-18 до ТК-16 Ду 500мм	2038	2038	<b>59 174,80</b>
3.1.52	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	2040	2040	<b>9 734,19</b>
3.1.53	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 700мм надземная на низких опорах	2042	2042	<b>52 423,99</b>
3.1.54	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 600мм	2032	2032	<b>3 944,45</b>
3.1.55	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 400мм	2032	2032	<b>2 360,26</b>

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.
1	2	3	4	5
3.1.56	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Д100мм	2030	2030	<b>528,65</b>
3.1.57	Капитальный ремонт магистральная т/сети от зд. 720 до точки врезки (НЗ) трубопроводов Дн 426 мм в магистральную теплосеть "Город-1" Ду 50мм	2030	2030	<b>445,38</b>
3.1.58	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.4 от ТК-94 до ТК-22 Ду 250мм	2036	2036	<b>47 609,79</b>
3.1.59	Капитальный ремонт тепловых сетей мкр.7 от пав.№ 8 до ТК-38 Ду 500мм	2039	2039	<b>11 019,96</b>
3.1.60	Капитальный ремонт транзитной тепломагистали от котельной т.А до т.Б Ду 600мм	2042	2042	<b>9 203,71</b>
3.1.61	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.13 от ТК-16 до ТК-20 по ул.Космонавтов	2032	2032	<b>65 304,33</b>
3.1.62	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.13 от ТК-5 до ТК-16 (через ТК-98,ТК-14, ТК-15).	2034	2034	<b>55 668,28</b>
3.1.63	Капитальный ремонт КР магистральной т/с мкр.7А от ТК-38 до ТК-90 (через ТК-89)	2034	2034	<b>49 254,28</b>
3.1.64	Капитальный ремонт КР магистральной т/с от ТК-52 включая т/с по подвалам ж/д №22, 26 по ул.Солнечная, ж/д №7,5,9 по ул.Красных Фортвов до ТК-13/9, 14/9 включая т/с по подвалам ж/д №8 до ТК7/9 и до узлов ввода в ж/д №3, 10, 12 по ул.Малая Земля от ТК-51до ТК-1/9 (т/с мкр.9 от ТК-52 до ТК-29/9	2034	2034	<b>12 248,81</b>
<b>3.2. Реконструкция существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей</b>				
3.2.1.	Реконструкция насосной станции, здание 716	2025	2026	<b>255074,00</b>
<b>Группа 4. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения</b>				
4.1.1	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: здание 720 Ду 800 - 2 шт., Ду 600 - 4 шт., Ду 500 - 6 шт.	2031	2035	<b>21 568,65</b>
4.1.2	Реализация проекта установки автоматизированных тепловых пунктов на здания котельной	2034	2034	<b>1 500,00</b>
4.1.3	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 3 Ду 800 - 2 шт., Ду 400 - 6 шт., Ду 300 - 6 шт.	2035	2035	<b>13 472,10</b>
4.1.4	Мероприятия по замене сужающих устройств у потребителей и разработке эксплуатационных режимов тепловой сети при изменении действующего температурного графика	2035	2035	<b>10 000,00</b>
4.1.5	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 4 Ду 800-2 шт.	2036	2036	<b>6 769,68</b>
4.1.6	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 5 Ду 800-2 шт.	2037	2037	<b>6 769,68</b>

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	ИТОГО Стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс.руб.
1	2	3	4	5
4.1.7	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 9, з/а Ду 800- 1 шт.	2037	2037	<b>6 769,68</b>
4.1.8	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 7 Ду 800-2 шт.	2036	2036	<b>6 769,68</b>
4.1.9	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 8 Ду 500 - 4 шт.	2033	2037	<b>6 211,97</b>
4.1.10	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 700, в том числе: павильон № 3 Ду 800-2 шт.	2033	2033	<b>6 769,68</b>
4.1.11	Замена запорной арматуры в павильонах на магистральных тепловых сетях Ду 1000, в том числе: павильон № 2 Ду 800 - 2 шт., Ду 300 - 4 шт., Ду 250 - 6 шт.	2037	2037	<b>10 731,52</b>
4.1.12	Замена теплоизоляции наружной магистральной т/с от ТК-46 до павильона №9	2027	2027	<b>35 237,78</b>
4.1.13	Замена теплоизоляции наружной магистральной т/с от павильона №5 (ТК-62) до ТК-46	2030	2030	<b>30 552,20</b>
4.1.14	Замена теплоизоляции наружной магистральной т/с от павильона №5 в сторону ТК-61	2031	2031	<b>30 405,63</b>
4.1.15.1	Замена теплоизоляции т/с мкр.10А от ТК-87 через ТК-40Ю ТК-41, ТК-42 до ТК-65	2032	2032	<b>27 177,12</b>
4.1.15.2				
4.1.15.3				
4.1.15.4				
4.1.15.5				

**Таблица 114 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей**

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Итого стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс. руб.	стоимость работ в ценах 2025 г.	стоимость работ в ценах 2026 г.	стоимость работ в ценах 2027 г.	стоимость работ в ценах 2028 г.	стоимость работ в ценах 2029 г.	стоимость работ в ценах 2030 г.	стоимость работ в ценах 2031 г.	стоимость работ в ценах 2032 г.
			Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя												
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей</b>																	
<b>1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>																	
2.1.1.	Строительство новых участков тепловой сети для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северного и Западного планировочных районов	25-50	протяженность	км.	0	3,55	2024	2032	<b>183764,0</b>	25838,7	26872,2	27947,1	29065,0	30227,6	31436,7	32694,2	34002,0
2.1.2.		70	протяженность	км.	0	0,58	2024	2032	<b>17644,8</b>	2481,0	2580,2	2683,4	2790,8	2902,4	3018,5	3139,3	3264,8
2.1.3.		80	протяженность	км.	0	0,176	2024	2032	<b>9282,7</b>	1305,2	1357,4	1411,7	1468,2	1526,9	1588,0	1651,5	1717,6
2.1.4.		100	протяженность	км.	0	0,811	2024	2032	<b>43864,0</b>	6167,6	6414,3	6670,9	6937,7	7215,3	7503,9	7804,0	8116,2
2.1.5.		125	протяженность	км.	0	0,223	2024	2032	<b>13620,3</b>	1915,1	1991,7	2071,4	2154,3	2240,4	2330,0	2423,2	2520,2
2.1.6.		150	протяженность	км.	0	0,238	2024	2032	<b>15599,3</b>	2193,4	2281,1	2372,4	2467,3	2566,0	2668,6	2775,3	2886,3
2.1.7.		175	протяженность	км.	0	0,746	2024	2032	<b>54149,6</b>	7613,9	7918,4	8235,2	8564,6	8907,1	9263,4	9634,0	10019,3
2.1.8.		200	протяженность	км.	0	1,383	2024	2032	<b>107586,4</b>	15127,5	15732,6	16361,9	17016,4	17697,0	18404,9	19141,1	19906,8
2.1.9.		250	протяженность	км.	0	1,017	2024	2032	<b>87535,0</b>	12308,1	12800,4	13312,5	13845,0	14398,8	14974,7	15573,7	16196,6
2.1.10.		300	протяженность	км.	0	1,517	2024	2032	<b>44756,0</b>	6293,1	6544,8	6806,6	7078,8	7362,0	7656,5	7962,7	8281,2
2.1.11.		350	протяженность	км.	0	0,309	2024	2032	<b>31107,0</b>	4373,9	4548,8	4730,8	4920,0	5116,8	5321,5	5534,4	5755,7
2.1.12.		400	протяженность	км.	0	0,121	2024	2032	<b>11485,0</b>	1614,9	1679,5	1746,7	1816,5	1889,2	1964,8	2043,3	2125,1
2.1.13.		500	протяженность	км.	0	0,614	2024	2032	<b>12631,3</b>	1776,1	1847,1	1921,0	1997,8	2077,7	2160,9	2247,3	2337,2
2.2.1.	Строительство новых участков тепловой сети для обеспечения теплоснабжения перспективных потребителей для Северо-Восточного планировочного района	40-50	протяженность	км.	0	0,328	2024	2032	<b>16988,1</b>	2388,7	2484,2	2583,6	2686,9	2794,4	2906,2	3022,4	3143,3
2.2.2.		70	протяженность	км.	0	0,057	2024	2032	<b>3024,71</b>	425,3	442,3	460,0	478,4	497,5	517,4	538,1	559,7
2.2.3.		80	протяженность	км.	0	0,246	2024	2032	<b>12955,3</b>	1821,6	1894,5	1970,3	2049,1	2131,0	2216,3	2304,9	2397,1
2.2.4.		150	протяженность	км.	0	0,136	2024	2032	<b>9069,57</b>	1275,3	1326,3	1379,3	1434,5	1491,9	1551,5	1613,6	1678,1
2.2.5.		175	протяженность	км.	0	0,068	2024	2032	<b>4950,0</b>	696,0	723,8	752,8	782,9	814,2	846,8	880,7	915,9
2.2.6.	250	протяженность	км.	0	0,219	2024	2032	<b>18828,21</b>	2647,4	2753,3	2863,4	2978,0	3097,1	3221,0	3349,8	3483,8	
2.3.1.	Строительство новых участков тепловой сети для обеспечения теплоснабжения	25-40	протяженность	км.	0	0,792	2025	2030	<b>41048,5</b>	11543,49	0	0	12984,86	13504,26	14044,43	0	0
2.3.2.		70	протяженность	км.	0	0,162	2025	2030	<b>8623,8</b>	4311,9	0	0	1818,643	1891,389	1967,044	0	0
2.3.3.		80	протяженность	км.	0	0,115	2025	2030	<b>6061,7</b>	3409,29	0	0	1278,33	1329,46	1382,64	0	0

№ п/п	Наименование мероприятий и описание ориентиров	диаметр	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Итого стоимость работ в базовых ценах 2024 г., тыс. руб.	стоимость работ в ценах 2025 г.	стоимость работ в ценах 2026 г.	стоимость работ в ценах 2027 г.	стоимость работ в ценах 2028 г.	стоимость работ в ценах 2029 г.	стоимость работ в ценах 2030 г.	стоимость работ в ценах 2031 г.	стоимость работ в ценах 2032 г.
			Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя												
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	перспективных потребителей для Восточного и Южного промышленных планировочных районов																
<b>Всего по группе</b>									<b>974880,3</b>	117527,4	102193,2	106280,9	126614,0	131678,5	136945,7	124333,6	129307,0



**16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения**

Потребители системы теплоснабжения Сосновоборского городского округа снабжаются по открытой системе, за исключением следующих МКД по адресу: ул. Парковая, д. 6,9,21а,25, ул. Петра Великого, д. 4,6,8, ул. Пионерская, д. 2,4,6,8, ул. Солнечная, д. 36, 57 к.1, 57 к.2, пр. Героев, д. 17, ул. Ленинградская, д. 70, ул. Молодежная, д. 86, ул. Моховая, д. 2 мкр. Искра.

Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения представлен в таблице 115.

**Таблица 115 – Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения**

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
1	ТУ1, Красных Фортиов, 39	2 701,69
2	ТУ1, Молодежная, 21	2 830,34
3	ТУ1, Молодежная, 25	2 830,34
4	ТУ1, Пр. Героев, 51	2 538,54
5	ТУ1, Пр. Героев, 55	2 867,10
6	ТУ1, Сибирская, 16	183,79
7	ТУ12, Пр-т Героев, 5	2 095,19
8	ТУ4, Пр. Героев, 51	2 899,20
9	ТУ4, Пр. Героев, 55	2 260,60
10	ТУ5, МЖД, Молодежная, 17	2 922,24
11	ТУ5, Молодежная, 21	2 830,34
12	ТУ5, Молодежная, 25	2 830,34
13	ТУ5, Проспект Героев, 70	2 982,43
14	ТУ6, Пр. Героев, 51	2 775,20
	<b>Итого</b>	<b>35 547,34</b>
1	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 60	3 606,67
2	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 60	3 641,65
3	ТУ1, Комсомольская, 3	2 977,37
4	ТУ1, Кр. Фортиов, 17	4 258,64
5	ТУ1, Кр. Фортиов, 23	2 663,38
6	ТУ1, Кр. Фортиов, 27	2 691,13
7	ТУ1, Кр. Фортиов, 31	2 663,38
8	ТУ1, Красных Фортиов, 1	3 897,97
9	ТУ1, Красных Фортиов, 16	3 467,95
10	ТУ1, Красных Фортиов, 20	3 870,23
11	ТУ1, Липовский проезд, 3	3 318,97
12	ТУ1, Липовский проезд, 3	4 161,54
13	ТУ1, Липовский проезд, 3а	4 022,82
14	ТУ1, Липовский проезд, 5	3 318,97
15	ТУ1, МЖД, Высотная, 1	3 689,90
16	ТУ1, МЖД, Высотная, 2	3 925,72
17	ТУ1, МЖД, Высотная, 3	3 509,56
18	ТУ1, МЖД, Высотная, 4	3 897,97
19	ТУ1, МЖД, Высотная, 5	3 565,05

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
20	ТУ1, МЖД, Высотная, 6	3 592,79
21	ТУ1, МЖД, Высотная, 7	4 300,25
22	ТУ1, МЖД, Высотная, 9	3 509,56
23	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 4	2 150,32
24	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 6	2 940,82
25	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 9	3 440,20
26	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 10	3 676,02
27	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 12	3 689,90
28	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 20	3 828,61
29	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 8	3 689,90
30	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 2	2 635,64
31	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 25	3 438,82
32	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 29	3 438,82
33	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 4	3 870,23
34	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 8	3 870,23
35	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 4	3 634,41
36	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 8	3 689,90
37	ТУ1, МЖД, Ленинская, 11	1 378,41
38	ТУ1, МЖД, Ленинская, 2	1 378,41
39	ТУ1, МЖД, Ленинская, 3	2 113,57
40	ТУ1, МЖД, Ленинская, 4	1 415,17
41	ТУ1, МЖД, Ленинская, 5	1 378,41
42	ТУ1, МЖД, Ленинская, 7	1 378,41
43	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 19а	3 454,08
44	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 23а	2 996,31
45	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 9б	2 968,56
46	ТУ1, МЖД, Липовский проезд 31б	2 968,56
47	ТУ1, МЖД, Молодежная, 23	4 106,05
48	ТУ1, МЖД, Молодежная, 33	2 663,38
49	ТУ1, МЖД, Парковая, 28	3 365,07
50	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 12	2 607,90
51	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 24	4 683,44
52	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 26	4 683,44
53	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 53	3 438,82
54	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 38	3 897,97
55	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 42	3 897,97
56	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 44	3 897,97
57	ТУ1, МЖД, Сибирская, 2	3 300,53
58	ТУ1, МЖД, Сибирская, 5	3 689,90
59	ТУ1, МЖД, Солнечная, 20	3 870,23
60	ТУ1, МЖД, Солнечная, 23	4 730,28
61	ТУ1, МЖД, Солнечная, 7	3 787,00
62	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 33	3 438,82
63	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 6	3 420,38
64	ТУ1, Молодежная, 15	4 258,64
65	ТУ1, Молодежная, 17	2 922,24
66	ТУ1, Молодежная, 19	3 069,27
67	ТУ1, Молодежная, 22а	2 524,67
68	ТУ1, Парковая 74	2 242,22
69	ТУ1, Пр-т Героев, 14	3 440,20
70	ТУ1, Пр. Героев, 57	3 429,60
71	ТУ1, Проспект Героев, 22	3 246,00
72	ТУ1, Проспект Героев, 52	3 870,23

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
73	ТУ1, Проспект Героев, 70	2 982,43
74	ТУ1, Советская 15	1 323,28
75	ТУ1, Солнечная, 14	3 870,23
76	ТУ1, Солнечная, 22	3 897,97
77	ТУ1, Солнечная, 43	4 230,90
78	ТУ1, Солнечная, 47	4 230,90
79	ТУ1,, МЖД, Кр. Фортов, 6	2 594,02
80	ТУ1, Комсомольская, 5	2 510,79
81	ТУ1, Красных Фортов, 18	3 870,23
82	ТУ1, Ленинградская, 56	5 420,99
83	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 18	3 648,28
84	ТУ1, МЖД, Ленинская, 1	1 984,91
85	ТУ1, МЖД, Ленинская, 6	2 426,01
86	ТУ1, МЖД, Ленинская, 8	1 378,41
87	ТУ1, МЖД, Ленинская, 9	1 433,55
88	ТУ1, МЖД, Сибирская, 3	4 217,02
89	ТУ1, Молодежная, 30а	2 524,67
90	ТУ1, Пр-т Героев, 29	3 909,01
91	ТУ1, Пр-т Героев, 5	3 384,72
92	ТУ1, Проспект Героев, 40	3 870,23
93	ТУ1, Проспект Героев, 68	5 181,28
94	ТУ1, Пр-т Героев, 27	2 871,46
95	ТУ10, Пр-т Героев, 5	2 621,77
96	ТУ11, Пр-кт Героев, 5	2 426,01
97	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44Б	477,85
98	ТУ2, Красных Фортов, 18	3 870,23
99	ТУ2, Красных Фортов, 20	3 870,23
100	ТУ2, Красных Фортов, 39	3 662,15
101	ТУ2, Липовский проезд, 5а	422,71
102	ТУ2, МЖД, Кр. Фортов, 2	2 635,64
103	ТУ2, МЖД, Кр. Фортов, 4	2 594,02
104	ТУ2, МЖД, Парковая 74	3 779,94
105	ТУ2, МЖД, Пр. Героев, 57	3 429,60
106	ТУ2, МЖД, Солнечная, 20	3 870,23
107	ТУ2, Молодежная, 15	4 258,64
108	ТУ2, Молодежная, 17	3 773,13
109	ТУ2, Молодежная, 19	3 176,64
110	ТУ2, Молодежная, 21	3 010,18
111	ТУ2, Молодежная, 25	3 010,18
112	ТУ2, Молодежная, 33	3 412,46
113	ТУ2, Пр-т Героев, 27	4 175,41
114	ТУ2, Пр-т Героев, 29	3 706,19
115	ТУ2, Пр-т Героев, 5	2 843,72
116	ТУ2, Пр. Героев, 51	2 788,23
117	ТУ2, Пр. Героев, 55	3 065,67
118	ТУ2, Проспект Героев, 22	3 246,00
119	ТУ2, Проспект Героев, 40	3 870,23
120	ТУ2, Проспект Героев, 52	3 870,23
121	ТУ2, Солнечная, 14	3 870,23
122	ТУ2, Солнечная, 22	3 897,97
123	ТУ2, Солнечная, 43	4 230,90
124	ТУ2, Солнечная, 47	4 230,90
125	ТУ2, Проспект Героев, 14	3 440,20

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
126	ТУ2, Проспект Героев, 70	4 175,41
127	ТУ2, Красных Фортов, 17	4 258,64
128	ТУ2, Красных Фортов, 23	3 398,59
129	ТУ2, Красных Фортов, 27	3 398,59
130	ТУ2, Красных Фортов, 31	3 398,59
131	ТУ2, Красных Фортов, 1	3 897,97
132	ТУ2, Красных Фортов, 16	3 467,95
133	ТУ3, Кр. Фортов, 23	3 467,95
134	ТУ3, Кр. Фортов, 27	3 398,59
135	ТУ3, Кр. Фортов, 31	3 467,95
136	ТУ3, Красных Фортов, 1	3 897,97
137	ТУ3, Красных Фортов, 16	3 467,95
138	ТУ3, Красных Фортов, 18	3 870,23
139	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 17	4 258,64
140	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 2	2 635,64
141	ТУ3, МЖД, Кр. Фортов, 41	3 454,08
142	ТУ3, МЖД, Солнечная, 22	3 897,97
143	ТУ3, Молодежная, 15	4 258,64
144	ТУ3, Молодежная, 17	3 087,64
145	ТУ3, Молодежная, 19	3 010,18
146	ТУ3, Молодежная, 21	3 010,18
147	ТУ3, Молодежная, 25	3 010,18
148	ТУ3, Молодежная, 33	2 566,28
149	ТУ3, Пр-т Героев, 27	4 286,38
150	ТУ3, Пр-т Героев, 29	3 521,80
151	ТУ3, Пр. Героев, 51	2 788,23
152	ТУ3, Пр. Героев, 55	3 467,95
153	ТУ3, Проспект Героев, 14	3 440,20
154	ТУ3, Проспект Героев, 22	3 246,00
155	ТУ3, Солнечная, 14	3 870,23
156	ТУ3, Солнечная, 43	4 230,90
157	ТУ3, Солнечная, 47	4 230,90
158	ТУ3, Красных Фортов, 39	3 911,84
159	ТУ3, Пр-т Героев, 5	2 996,31
160	ТУ3, Проспект Героев, 70	4 286,38
161	ТУ4, Кр. Фортов, 23	3 065,67
162	ТУ4, Кр. Фортов, 31	3 065,67
163	ТУ4, Красных Фортов, 1	3 897,97
164	ТУ4, Красных Фортов, 16	3 467,95
165	ТУ4, Красных Фортов, 39	4 175,41
166	ТУ4, МЖД, Кр. Фортов, 2	1 580,58
167	ТУ4, МЖД, Кр. Фортов, 27	3 065,67
168	ТУ4, Молодежная, 15	4 258,64
169	ТУ4, Молодежная, 17	3 773,13
170	ТУ4, Молодежная, 19	2 607,90
171	ТУ4, Молодежная, 21	2 607,90
172	ТУ4, Молодежная, 25	2 607,90
173	ТУ4, Молодежная, 33	3 356,97
174	ТУ4, Пр-т Героев, 27	4 175,41
175	ТУ4, Пр-т Героев, 31	3 862,91
176	ТУ4, Проспект Героев, 22	3 246,00
177	ТУ4, Солнечная, 14	3 870,23
178	ТУ4, Ленинградская, 60	2 664,93

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
179	ТУ4, Проспект Героев, 14	3 440,20
180	ТУ4, Проспект Героев, 70	4 175,41
181	ТУ5, Пр. Героев, 55	3 467,95
182	ТУ5, Красных Фортов, 16	3 467,95
183	ТУ5, Молодежная, 19	2 830,34
184	ТУ5, Молодежная, 33	3 412,46
185	ТУ5, Пр-т Героев, 27	2 982,43
186	ТУ5, Пр-т Героев, 29	3 687,75
187	ТУ5, Пр-т Героев, 5	3 148,90
188	ТУ5, Пр. Героев, 51	3 010,18
189	ТУ5, Проспект Героев, 14	3 440,20
190	ТУ5, Проспект Героев, 22	3 246,00
191	ТУ5, Солнечная, 14	3 870,23
192	ТУ6, Красных Фортов, 16	3 467,95
193	ТУ6, Молодежная, 33	3 412,46
194	ТУ6, Пр-т Героев, 29	3 466,48
195	ТУ6, Пр-т Героев, 5	3 010,18
196	ТУ6, Пр. Героев, 55	2 867,10
197	ТУ6, Проспект Героев, 14	3 440,20
198	ТУ6, Солнечная, 14	3 870,23
199	ТУ7 Проспект Героев, 14	3 440,20
200	ТУ7, Пр-т Героев, 29	4 121,06
201	ТУ7, Пр-т Героев, 5	3 148,90
202	ТУ8, Проспект Героев, 14	3 440,20
203	ТУ9, Пр-т Героев, 5	3 135,02
204	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 40	3 669,31
205	ТУ1, Проспект Героев, 66	5 181,28
206	ТУ1, Ленинградская, 30	1 268,14
207	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 30	3 426,33
208	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 30	1 268,14
209	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 58	4 133,79
210	ТУ1, Липовский проезд, 1	3 475,70
211	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 16	4 369,61
212	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 18	3 745,38
213	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 38	3 669,31
214	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 48	3 669,31
215	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 50	3 669,31
216	ТУ1, МЖД, Молодежная, 72	4 522,20
217	ТУ1, МЖД, Молодежная, 74	4 148,71
218	ТУ1, МЖД, Молодежная, 76	5 716,01
219	ТУ1, МЖД, Парковая, 20	6 157,49
220	ТУ1, МЖД, Солнечная, 3	3 648,28
221	ТУ1, МЖД, Солнечная, 5	3 717,64
	<b>Итого</b>	<b>752 595,86</b>
1	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 21	4 111,84
2	ТУ1, Кр. Фортов, 41	3 282,09
3	ТУ1, Кр. Фортов, 5	5 998,92
4	ТУ1, Липовский проезд, 3	3 246,00
5	ТУ1, Липовский проезд, 5	3 521,80
6	ТУ1, Липовский проезд, 5	2 982,43
7	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 54	4 047,30
8	ТУ1, МЖД, Солнечная, 25	4 730,28
9	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 10	4 674,79

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
10	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 12	4 369,61
11	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 14	4 008,95
12	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 15	4 665,00
13	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 8	3 745,38
14	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 12	4 619,31
15	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 8	3 662,15
16	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 24	6 966,80
17	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 35	4 084,18
18	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 37	4 084,18
19	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 45	4 827,38
20	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 47	4 855,13
21	ТУ1, МЖД, Красных Фортов, 10	7 188,14
22	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 1	2 788,23
23	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 10	3 475,70
24	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 12	3 540,24
25	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 14	3 676,02
26	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 16	3 676,02
27	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 2	3 689,90
28	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 20	3 648,28
29	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 22	4 008,95
30	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 24	3 773,13
31	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 26	4 355,74
32	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 52	3 872,13
33	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 10	6 007,73
34	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 3	6 395,33
35	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 8	5 411,77
36	ТУ1, МЖД, Молодежная, 18	9 079,08
37	ТУ1, МЖД, Молодежная, 41	4 827,38
38	ТУ1, МЖД, Молодежная, 54	7 496,45
39	ТУ1, МЖД, Молодежная, 62	8 812,26
40	ТУ1, МЖД, Молодежная, 80	3 918,23
41	ТУ1, МЖД, Молодежная, 84	4 259,35
42	ТУ1, МЖД, Парковая 13	3 853,69
43	ТУ1, МЖД, Парковая, 16	6 897,44
44	ТУ1, МЖД, Парковая, 22	3 731,51
45	ТУ1, МЖД, Парковая, 26	3 263,66
46	ТУ1, МЖД, Парковая, 30	5 439,43
47	ТУ1, МЖД, Парковая, 36	4 093,40
48	ТУ1, МЖД, Парковая, 44	5 872,74
49	ТУ1, МЖД, Парковая, 46	7 381,94
50	ТУ1, МЖД, Парковая, 48	5 439,43
51	ТУ1, МЖД, Парковая, 50	3 079,54
52	ТУ1, МЖД, Парковая, 54	3 190,51
53	ТУ1, МЖД, Парковая, 56	5 356,45
54	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 19	4 517,49
55	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 23	4 517,49
56	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 28	3 558,68
57	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 30	3 558,68
58	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 32	3 558,68
59	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 34	3 558,68
60	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 58	4 047,30
61	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 60	6 395,33
62	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 62	4 047,30

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
63	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 9	4 517,49
64	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 33	7 619,78
65	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 33б	5 061,43
66	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 48	7 240,99
67	ТУ1, МЖД, Проспект Героев, 50	7 240,99
68	ТУ1, МЖД, Сибирская, 1	3 420,38
69	ТУ1, МЖД, Сибирская, 10	4 078,31
70	ТУ1, МЖД, Сибирская, 12	4 133,79
71	ТУ1, МЖД, Сибирская, 4	3 475,70
72	ТУ1, МЖД, Сибирская, 6	4 194,81
73	ТУ1, МЖД, Сибирская, 8	4 296,22
74	ТУ1, МЖД, Солнечная, 11	3 814,74
75	ТУ1, МЖД, Солнечная, 15	4 383,49
76	ТУ1, МЖД, Солнечная, 17	4 250,13
77	ТУ1, МЖД, Солнечная, 32	7 091,24
78	ТУ1, МЖД, Солнечная, 43/2	7 584,54
79	ТУ1, МЖД, Солнечная, 49	7 091,24
80	ТУ1, МЖД, Солнечная, 9	3 641,65
81	ТУ1, МЖД, Молодежная, 56	7 496,45
82	ТУ1, Молодежная, 3	6 395,33
83	ТУ1, Молодежная, 48	6 051,78
84	ТУ1, Парковая, 18	5 919,64
85	ТУ1, МЖД, Парковая, 32	3 051,79
86	ТУ1, Солнечная, 34	6 395,33
87	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 19	4 665,00
88	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 21	3 807,60
89	ТУ1, МЖД, Парковая, 34	3 051,79
90	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 11	4 517,49
91	ТУ1, Молодежная, 28	6 756,50
92	ТУ1, Молодежная, 30	7 989,76
93	ТУ1, Пр-т Героев, 64	4 452,95
94	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44	2 021,67
95	ТУ2, Красных Фортигов, 41	4 758,02
96	ТУ2, МЖД, Ленинградская, 52	4 369,61
97	ТУ2, Парковая, 24	6 051,78
98	ТУ2, Молодежная, 48	6 051,78
99	ТУ2, Проспект Героев, 64	4 038,08
100	ТУ2Э, Ленинградская, 60	4 582,02
101	ТУ2, Парковая, 18	5 919,64
102	ТУ3, МЖД, Ленинградская, 52	4 702,54
103	ТУ3, Проспект Героев, 64	4 204,03
104	ТУ4, Пр-т Героев, 29	4 121,06
105	ТУ4, Проспект Героев, 64	4 204,03
106	ТУ5, Проспект Героев, 64	7 091,24
107	ТУ6, Проспект Героев, 64	4 204,03
108	ТУ7, Проспект Героев, 64	4 204,03
109	ТУ8, Проспект Героев, 64	
110	ТУ1, общие, Комсомольская, 13	4 147,67
111	ТУ1, общие/МЖД, Мира, 3	7 033,50
112	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 34	3 484,92
113	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 34	3 925,72
114	ТУ3, Ленинградская, 30	3 676,02
115	ТУ1, Ленинградская, 36	3 743,06

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
116	ТУ2, Ленинградская, 36	4 688,67
117	ТУ3, Ленинградская, 36	4 688,67
118	ТУ1, Липовский проезд, 5а	5 863,52
119	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 12	5 457,86
120	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 14	5 457,86
121	ТУ1, МЖД, Молодежная, 78	6 227,96
122	ТУ1, МЖД, Парковая 17	3 678,53
123	ТУ1, Парковая, 32а	3 918,23
124	ТУ1, МЖД, Парковая, 62	4 941,58
125	ТУ1, МЖД, Парковая, 70	3 549,46
126	ТУ1, МЖД, Сибирская, 14	4 231,69
127	ТУ1, МЖД, Сибирская, 16	4 231,69
128	ТУ1, МЖД, Солнечная, 26	6 007,73
	<b>Итого</b>	<b>608 909,19</b>
1	ТУ1 ЭЛ1, Молодежная, 60	3 365,07
2	ТУ1 ЭЛ1, Молодежная, 44	4 508,33
3	ТУ1 ЭЛ2, Молодежная, 44	4 508,33
4	ТУ1 ЭЛ2, Молодежная, 60	3 365,07
5	ТУ2 ЭЛ1, Молодежная, 44	4 508,33
6	ТУ2 ЭЛ1, Молодежная, 60	3 365,07
7	ТУ2 ЭЛ2, Молодежная, 44	4 508,33
8	ТУ2 ЭЛ2, Молодежная, 60	3 365,07
9	ТУ1, Комсомольская, 7	3 551,18
10	ТУ1, Кр. Фортов, 7	5 872,74
11	ТУ1, Ленинградская 66	6 333,67
12	ТУ1, Ленинградская, 28	4 494,46
13	ТУ1, Липовский проезд, 11	5 006,12
14	ТУ1, Липовский проезд, 17	5 006,12
15	ТУ1, Липовский проезд, 29	5 955,71
16	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 56	6 395,33
17	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 10	2 510,79
18	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 2	3 065,67
19	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 25	3 752,28
20	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 2	6 227,96
21	ТУ1, МЖД, Космонавтов, 6	3 881,35
22	ТУ1, МЖД, Кр. Фортов, 9	5 227,38
23	ТУ1, МЖД, Липовский пр., 19	7 126,48
24	ТУ1, МЖД, Липовский проезд, 23	5 817,42
25	ТУ1, МЖД, Липовский проезд, 31	3 273,74
26	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 16	6 007,73
27	ТУ1, МЖД, Малая Земля, 6	6 148,68
28	ТУ1, МЖД, Молодежная, 10	7 020,77
29	ТУ1, МЖД, Молодежная, 12	7 020,77
30	ТУ1, МЖД, Молодежная, 39	4 827,38
31	ТУ1, МЖД, Молодежная, 64	6 553,89
32	ТУ1, МЖД, Молодежная, 68	6 060,59
33	ТУ1, МЖД, Молодежная, 8	7 020,77
34	ТУ1, МЖД, Парковая 15	7 584,54
35	ТУ1, МЖД, Парковая 21	3 287,61
36	ТУ1, МЖД, Парковая, 24	6 051,78
37	ТУ1, МЖД, Парковая, 38	3 365,07
38	ТУ1, МЖД, Парковая, 40	6 738,88
39	ТУ1, МЖД, Парковая, 64	6 029,47



№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
40	ТУ1, МЖД, Парковая, 66	4 305,44
41	ТУ1, МЖД, Парковая, 68	4 305,44
42	ТУ1, МЖД, Парковая, 72	10 679,96
43	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 4	7 091,24
44	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 6	7 091,24
45	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 8	7 091,24
46	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 13	4 517,49
47	ТУ1, МЖД, Пр-т Героев, 15	4 517,49
48	ТУ1, МЖД, Солнечная, 23а	7 070,56
49	ТУ1, МЖД, Солнечная, 25а	7 893,24
50	ТУ1, МЖД, Солнечная, 30	6 730,07
51	ТУ1, МЖД, Солнечная, 30/2	7 091,24
52	ТУ1, МЖД, Солнечная, 35	10 287,15
53	ТУ1, МЖД, Солнечная, 37	10 287,15
54	ТУ1, МЖД, Солнечная, 39	10 287,15
55	ТУ1, МЖД, Солнечная, 45	10 287,15
56	ТУ1, МЖД, Солнечная, 53	6 011,03
57	ТУ1, Машиностроителей, 2	9 649,76
58	ТУ1, Машиностроителей, 6	8 308,28
59	ТУ1, Машиностроителей, 8	8 308,28
60	ТУ1, Молодежная, 16	7 018,68
61	ТУ1, Молодежная, 22	8 034,06
62	ТУ1, Молодежная, 24	8 085,94
63	ТУ1, Парковая, 14	5 919,64
64	ТУ1, Пр-т Героев, 31	4 176,37
65	ТУ1, общ-ие/МЖД, Космонавтов, 22	5 135,19
66	ТУ1, общ-ие, Кр. Фортов, 11/2	7 919,28
67	ТУ1, общ-ие, Кр. Фортов, 13	7 919,28
68	ТУ1, общ-ие, Кр. Фортов, 15	7 919,28
69	ТУ1, общ-ие, Комсомольская, 15	3 953,46
70	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 44А	4 522,20
71	ТУ2, Ленинградская, 28	3 577,11
72	ТУ1, Ленинградская, 33	5 199,72
73	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 14	3 337,41
74	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 21а	3 807,60
75	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 23	4 250,13
76	ТУ1, МЖД, Молодежная, 20	8 034,06
77	ТУ2, Ленинградская 66	6 333,67
78	ТУ2, Липовский проезд, 17	5 006,12
79	ТУ2, Липовский проезд, 29	5 946,49
80	ТУ2, Машиностроителей, 2	12 629,18
81	ТУ2, Машиностроителей, 6	8 263,81
82	ТУ2, Машиностроителей, 8	8 263,81
83	ТУ2, Парковая, 14	5 919,64
84	ТУ2, Пр-т Героев, 31	3 752,28
85	ТУ3, Пр-т Героев, 31	4 185,59
86	ТУ3, Ленинградская, 60	4 268,57
87	ТУ1, МЖД, Ленинградская 66а	4 950,80
88	ТУ1, МЖД, Ленинградская, 72	4 545,15
89	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 32	4 203,15
90	ТУ1 ЭЛ2, Ленинградская, 32	4 203,15
91	ТУ2, Ленинградская, 30	3 107,28
92	ТУ1 ЭЛ1, Ленинградская, 58	4 133,79

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
93	ТУ1, МЖД, Молодежная, 7	7 655,01
94	ТУ1, МЖД, Молодежная, 9	7 355,51
95	ТУ1, МЖД, Парковая, 42	3 254,44
96	ТУ1, МЖД, Парковая, 60	7 367,02
97	ТУ1, МЖД, Солнечная, 33	10 287,15
98	ТУ1, Машиностроителей, 4	8 308,28
99	ТУ2, Машиностроителей, 4	8 263,81
100	ТУ1, Молодежная, 26	6 800,54
101	ТУ2, Ленинградская 70	6 818,16
102	ТУ3, Ленинградская 70	5 845,08
103	ТУ1, МЖД, Парковая, 52	4 480,61
104	ТУ1,обж-ие/МЖД, Космонавтов, 26	7 789,48
	<b>Итого</b>	<b>623267,52</b>
1	ТУ1, Липовский проезд, 33	6 633,17
2	ТУ1, МЖД, Молодежная, 1	13 096,10
3	ТУ1, МЖД, Молодежная, 42	8 582,51
4	ТУ1, МЖД, Молодежная, 66	9 612,70
5	ТУ1, МЖД, Молодежная, 82	3 964,33
6	ТУ1, МЖД, Парковая 19	7 593,35
7	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 59	9 620,12
8	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 61	9 205,07
9	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 63	9 205,07
10	ТУ1, МЖД, Пр. Героев, 65	7 020,77
11	ТУ1, МЖД, Солнечная, 13	3 853,69
12	ТУ1, МЖД, Солнечная, 55	5 743,67
13	ТУ1, МЖД, Молодежная, 46	9 627,53
14	ТУ1, Мн.кв.ж/д 50 лет Октября, 6	4 008,95
15	ТУ1, Молодежная, 37	8 841,91
16	ТУ1, Ленинградская 62	7 611,60
17	ТУ1, МЖД, 50 лет Октября, 17	4 665,00
18	ТУ2, Ленинградская 62	5 107,53
19	ТУ2, Липовский проезд, 11	6 094,00
20	ТУ2, МЖД, Молодежная, 16	7 018,68
21	ТУ2, Молодежная, 37	8 790,03
22	ТУ3, Ленинградская, 62	5 107,53
23	ТУ1, общие/МЖД, Мира, 5	7 018,68
24	ТУ1, МЖД, Парковая 9	10 598,43
25	ТУ1, Ленинградская 70	8 152,64
26	ТУ1, МЖД, Комсомольская, 20	5 725,23
	<b>Итого</b>	<b>192498,29</b>
<b>ЧАСТНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА</b>		
1	ТУ1 Науки, 1	1 543,82
2	ТУ1 Науки, 11	1 213,00
3	ТУ1 Науки, 13	1 231,38
4	ТУ1 Науки, 15	1 286,52
5	ТУ1 Науки, 17	1 231,38
6	ТУ1 Науки, 19	1 396,79
7	ТУ1 Науки, 21	1 396,79
8	ТУ1 Науки, 23	1 304,90
9	ТУ1 Науки, 3	1 341,66
10	ТУ1 Науки, 5	1 231,38
11	ТУ1 Науки, 7	1 525,44
12	ТУ1 Науки, 9	1 360,03

№ п/п	Наименование узла	Общая стоимость работ, в ценах 2024 г. , тыс. руб. без НДС
13	ТУ1, Александра Невского 1	441,09
14	ТУ1, Александра Невского 11	496,23
15	ТУ1, Александра Невского 13	459,47
16	ТУ1, Александра Невского 15	882,18
17	ТУ1, Александра Невского 19	202,17
18	ТУ1, Александра Невского 21	147,03
19	ТУ1, Александра Невского 23	275,68
20	ТУ1, Александра Невского 25	275,68
21	ТУ1, Александра Невского 27	330,82
22	ТУ1, Александра Невского 29	110,27
23	ТУ1, Александра Невского 3	294,06
24	ТУ1, Александра Невского 31	202,17
25	ТУ1, Александра Невского 5	183,79
26	ТУ1, Александра Невского 7	165,41
27	ТУ1, Александра Невского 9	459,47
28	ТУ1, Проезд Энергетиков, 1	532,99
29	ТУ1, Проезд Энергетиков, 10	551,37
30	ТУ1, Проезд Энергетиков, 11	551,37
31	ТУ1, Проезд Энергетиков, 14	863,81
32	ТУ1, Проезд Энергетиков, 15	974,08
33	ТУ1, Проезд Энергетиков, 16	551,37
34	ТУ1, Проезд Энергетиков, 17	974,08
35	ТУ1, Проезд Энергетиков, 19	551,37
36	ТУ1, Проезд Энергетиков, 2	514,61
37	ТУ1, Проезд Энергетиков, 21	808,67
38	ТУ1, Проезд Энергетиков, 23	532,99
39	ТУ1, Проезд Энергетиков, 3	551,37
40	ТУ1, Проезд Энергетиков, 4	532,99
41	ТУ1, Проезд Энергетиков, 5	294,06
42	ТУ1, Проезд Энергетиков, 6	882,18
43	ТУ1, Проезд Энергетиков, 7	514,61
44	ТУ1, Проезд Энергетиков, 8	790,29
45	ТУ1, Проезд Энергетиков, 9	257,30
46	ТУ1, Речная, 2	808,67
47	ТУ1, Речная, 3	514,61
48	ТУ1, Устьинский проезд, 3	1 378,41
49	ТУ1, Устьинский проезд, 5	1 470,31
50	ТУ1, Морская, 10	551,37
51	ТУ1, Морская, 4	1 341,66
52	ТУ1, Морская, 6	1 084,35
53	ТУ1, Проезд Энергетиков, 12	771,91
54	ТУ1, Проезд Энергетиков, 13	771,91
55	ТУ1, Устьинский проезд, 7	1 323,28
56	ТУ1, Устьинский проезд, 9	1 378,41
<b>Итого по разделу</b>		<b>43612,9802</b>
<b>Всего, в том числе:</b>		<b>2 256 431,18</b>

Примечания:

1 Стоимость приведена в соответствии с НЦС 81-02-19-2024 Сборник 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры на базовый 2024 год. Суммы могут быть изменены в зависимости от периода реализации

2 Источник финансирования не определен



## **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 и предложения на момент актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.  
*(Перечень замечаний будет учтён по итогам проведения публичных слушаний)*

### **17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения**

После устранения замечаний, разработчиком составляется акт согласования замечаний:

№ п/п	Замечания по актуализации	Комментарий заказчика
1		
2		
3		

### **17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

Замечания и предложения на момент актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.  
*(Перечень замечаний будет учтён по итогам проведения публичных слушаний)*

## **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, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения**

В ходе актуализации Схемы теплоснабжения на территории Сосновоборского городского округа пересмотрены объемы развития строительных фондов, скорректировано содержание всех глав с учетом предложений от теплоснабжающей организации, в разрезе планируемых и необходимых мероприятий по источникам тепловой энергии, системы транспорта, и распределения тепловой энергии. Кроме того, откорректированы значения технико-экономических показателей работы источников тепловой энергии с учетом состояния в базовом 2023 году.