



Схема теплоснабжения

города Волгодонска на период 2015 – 2029 гг.

(актуализация на 2021 год)

ТОМ 3

Обосновывающие материалы

(Перспектива развития)

**г. Санкт-Петербург
2019 год**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«___» _____ 2019 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
МКУ «Департамент строительства
и городского хозяйства»

_____ А.И.Бубен

«___» _____ 2019 г.

Схема теплоснабжения

города Волгодонска на период 2015 – 2029 гг.

(актуализация на 2021 год)

ТОМ 3

Обосновывающие материалы

(Перспектива развития)

г. Санкт-Петербург
2019 год



Оглавление

Глава 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	8
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	8
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов нового строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе	10
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	28
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	34
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.....	49
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.....	53
2.7. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	53
2.8. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки	54
2.9. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии	54
2.10. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	54
Глава 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	55
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов.....	62
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения	63
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	76
3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	76
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.....	80
3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку.....	82
3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	82
3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	83
3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	84
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	86
Глава 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	88

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.....	88
4.2.	Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с помощью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии	92
4.3.	Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	97
Глава 5. МАСТЕР ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....		99
5.1.	Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)	99
5.2.	Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения	114
5.3.	Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 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.....	114
Глава 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ		115
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....		119
7.1.	Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	119
7.2.	Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	123
7.3.	Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	123
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	125
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	126
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.....	133

7.7.	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	133
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	134
7.9.	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	135
7.10.	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и(или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	137
7.11.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми домами.....	137
7.12.	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города	137
7.13.	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	140
7.14.	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения	140
7.15.	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	140
7.16.	Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью	147
7.17.	Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	147
7.18.	Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке	147
7.19.	Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.....	147
ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....		148
8.1.	Предложения по реконструкции, строительству и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	150
8.2.	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах.....	150
8.3.	Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	154
8.4.	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	155
8.5.	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	156
8.6.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	156
8.7.	Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	158
8.8.	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций	160
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ .		161
9.1.	Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	161

9.2.	Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии.....	170
9.3.	Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения	172
9.4.	Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения	172
9.5.	Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.....	174
9.6.	Предложения по источникам инвестиций	175
ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....		176
10.1.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города Волгодонска.....	176
10.2.	Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива ...	181
10.3.	Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	181
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	181
10.5.	Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	182
10.6.	Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа.....	182
ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ		183
11.1.	Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения	184
11.2.	Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановления отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения.....	184
11.3.	Результаты оценки вероятности отказа и безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	184
11.4.	Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки....	191
11.5.	Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.....	191
11.6.	Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования	191
11.7.	Установка резервного оборудования	192
11.8.	Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	192
11.9.	Резервирование тепловых сетей смежных районов.....	192
11.10.	Устройство резервных насосных станций.....	193
11.11.	Установка баков-аккумуляторов.....	193
ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ.....		195
12.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	198
12.2.	Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии	204
12.2.1.	<i>Инвестиции в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них</i>	<i>208</i>

12.3. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	212
12.4. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	215
12.4.1. Показатели экономической эффективности капитальных вложений	215
12.4.2. Поток денежных средств с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения.....	218
12.5. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	226
12.5.1. Показатели производственных программ основных теплоснабжающих организаций г. Волгодонска	227
12.5.2. Производственные расходы товарного отпуска.....	228
12.5.3. Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов товарного отпуска и тарифов на покупные энергоносители и воду	230
12.5.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей.....	231
ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА	239
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	241
14.1. Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	241
14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации	241
14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	241
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	242
15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа	247
15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	247
15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией	247
15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....	249
15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.....	249
Глава 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	251
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.....	251
16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них	251
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытые системы горячего водоснабжения.....	251
Глава 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	253
17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения	253
17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения	253
17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения	253
Глава 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	254
Список использованных источников	259

Глава 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время муниципальное образование «Город Волгодонск» имеет определённый потенциал для развития. Территория города характеризуется наличием развитой промышленной зоны, наличием значительных по площади свободных территорий, пригодных для освоения и не занятых под определённый вид использования.

Территория округа, определенная генеральным планом, достаточна по размеру, чтобы обеспечить возможность размещения всех необходимых объектов для его устойчивого перспективного развития.

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

На существующий момент централизованное теплоснабжение города Волгодонск осуществляют два основных источника тепловой энергии: котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», установленной мощностью 100 Гкал/ч, и Волгодонская ТЭЦ-2, установленная мощность которой составляет 809 Гкал/ч.

Присоединенная тепловая нагрузка и данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Расчетная тепловая нагрузка

№ п/п	Квартал	Источник	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
1	Северо-западная промышленная зона	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	0,80	0,06	0,85
2	Старый город		28,55	23,15	51,70
Итого по котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»:			29,35	23,20	52,55
3	ЮЗР	Волгодонская ТЭЦ-2	38,59	31,23	69,81
4	Юго-Восточная промышленная зона		38,08	1,10	39,18
5	Новый город, часть 1		71,00	59,83	130,83
6	Новый город, часть 2		63,81	61,44	125,25
Итого по Волгодонской ТЭЦ-2:			211,47	153,60	365,07
Всего:			240,82	176,80	417,62

Таблица 2. Фактическое потребление тепловой энергии по территориальным единицам за 2018 год

№ п/п	Наименование территориальной единицы	Источник	Потребление тепловой энергии, Гкал		
			Отопление и вентиляция	ГВС	Сумма
1	Северо-западная промышленная зона	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	1591,54	100,95	1692,49
2	Старый город		57001,88	41664,16	98666,05
Итого по котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»			58593,42	41765,12	100358,54
3	ЮЗР	Волгодонская ТЭЦ-2	77036,93	69137,40	146174,33
4	Юго-Восточная промышленная зона		76022,16	2442,79	78464,95
5	Новый город, часть 1		141748,95	132460,09	274209,05
6	Новый город, часть 2		127406,00	136029,07	263435,08
Итого по Волгодонская ТЭЦ-2			422214,04	340069,36	762283,41
Всего:			480807,47	381834,48	862641,95

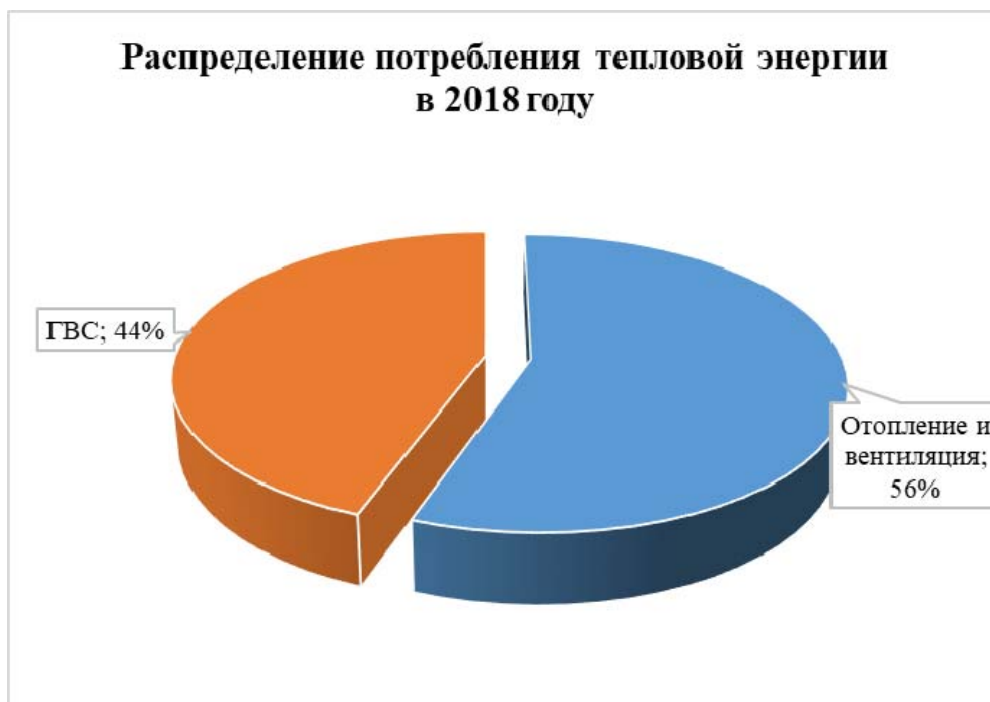


Рисунок 1. Потребление тепловой энергии на нужды отопления (вентиляции) и ГВС

Потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции суммарно по всем единицам территориального деления г. Волгодонска от Волгодонской ТЭЦ-2 и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» составляет 56%, доля потребления тепловой энергии на ГВС – 44 %.

Распределение потребления тепловой энергии по территориальным единицам представлено в виде диаграммы на рисунке 2.

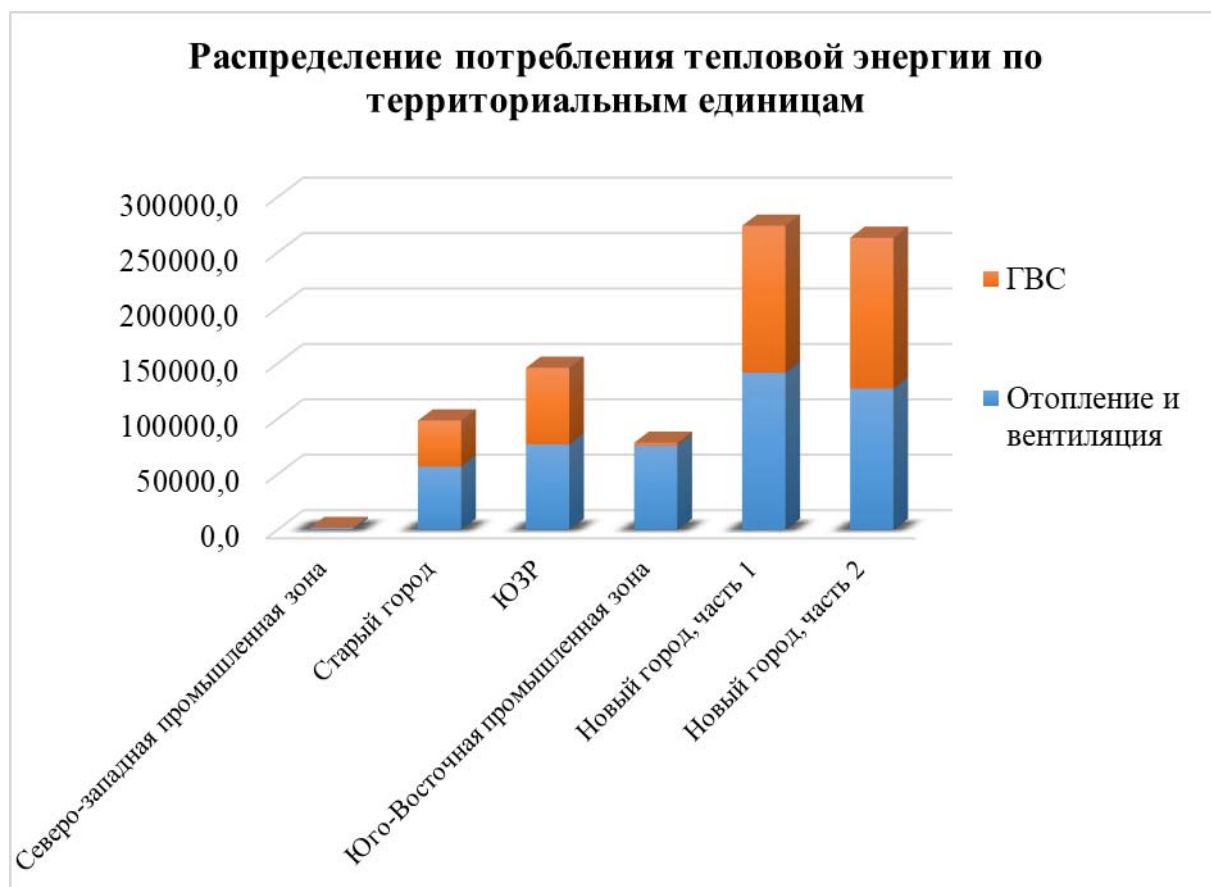


Рисунок 2. Расчетное потребление тепловой энергии территориальными единицами города

Наибольшее потребление тепловой энергии приходится на часть 1 «Нового города».

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

Статистическая сводка по площадям существующего жилого и общественного фонда представлена в Генеральном плане города Волгодонска, разработанном в 2008 году.

По запросу МКУ «Департамент строительства и городского хозяйства» была предоставлена информация по общей отапливаемой площади зданий, подключенных к централизованному теплоснабжению в г. Волгодонске по состоянию на 2018 год. Данные представлены в таблице 3.

Таблица 3. Общая площадь отапливаемых помещений, подключенных к централизованной системе теплоснабжения

№п/п	Тип застройки	Количество зданий	Общая отапливаемая площадь помещений, тыс. кв. м.
1	Многоквартирная жилая застройка	771	3703,86
2	Индивидуальная застройка	135	11,0
3	Бюджетные учреждения	111	347,8
4	Прочие	н/д	н/д
Итого:	-	1018	4062,66

Для наглядности, данные из таблицы представлены на рисунке 3 в виде диаграммы.

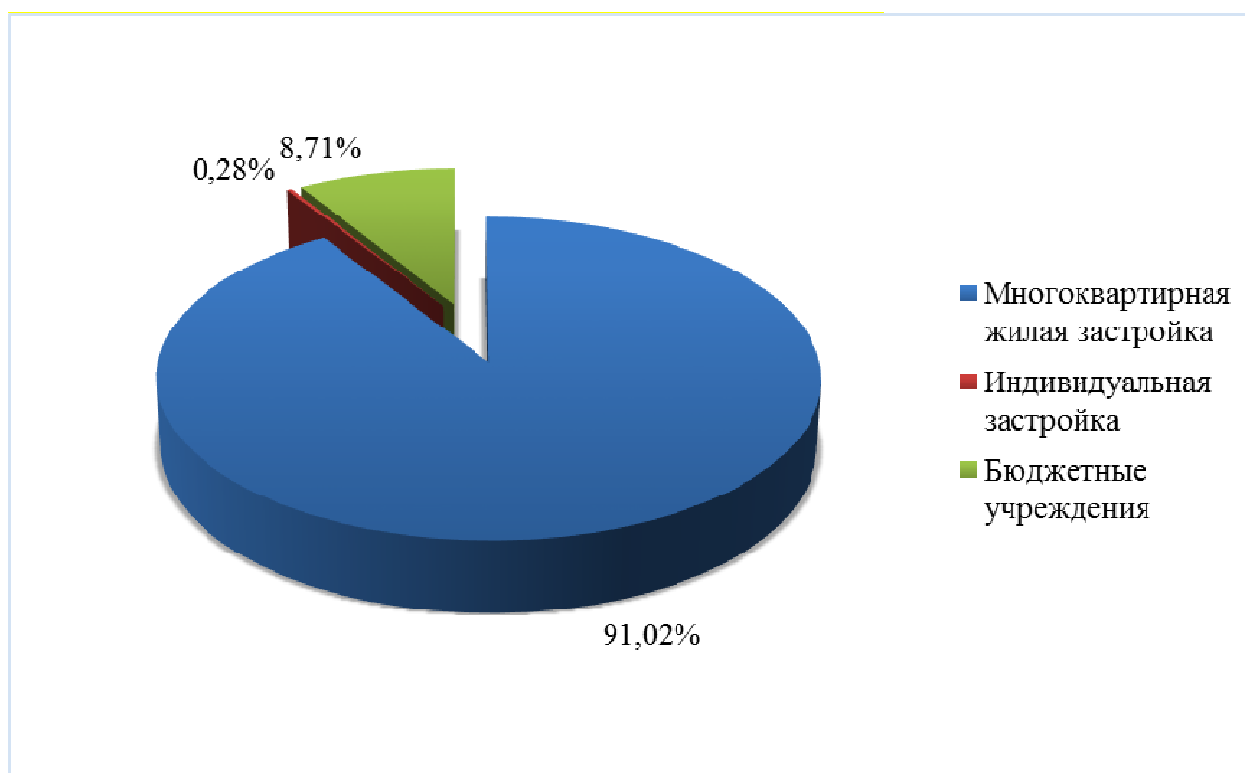


Рисунок 3. Распределение отапливаемых площадей по типам застройки

Анализ диаграммы показывает, что наибольшую долю застройки в городе занимает многоквартирная жилая застройка – более 90%, доля застройки бюджетными учреждениями составляет чуть менее 9%. На долю частного сектора приходится менее 0,5%

За период с 2014 по 2018 гг. (первое полугодие) к системе централизованного теплоснабжения были подключены следующие объекты:

2014 год:

- жилой комплекс «Апельсин» (ул. Гагарина, 42/9);
- жилой дом (ул. Весенняя, 36).

2015 год:

- государственное бюджетное учреждение культуры РО «Волгодонский эколого-исторический музей» (ул. Ленина, 52);
- муниципальное бюджетное дошкольное образовательное учреждение детский сад «Жемчужина» (ул. Гагарина, 35).

2016 год:

- муниципальное учреждение здравоохранения «Городская больница скорой медицинской помощи» - здание отделения паллиативной медицинской помощи (ул. Гагарина, 26);
- Концерн Росэнергоатом, Ростовская АЭС блоки №3,4 полномасштабный тренажер (Бульвар Великой Победы, д.3);
- ООО «Спецстрой-ДТА», жилой дом, 3-й этап строительства (Октябрьское шоссе, 36);
- ООО «Спецстрой-ДТА», магазин (Октябрьское шоссе, 36).

2017 год:

- жилой дом, АО «Ипотечная компания атомной отрасли» (5-ая очередь строительства);
- жилой дом, АО «Ипотечная компания атомной отрасли» (6-ая очередь строительства).

Данные о предполагаемом строительстве жилого, общественного и прочих фондов в г. Волгодонске предоставлены отделом Архитектуры и Градостроительства Администрации МО «г. Волгодонск» на основе Генерального плана и представлены на период 2019-2029 гг. Данные по новому строительству представлены в таблице 4.

Таблица 4. План строительства жилого и общественного фонда до 2029 года

№ п/п	Наименование объекта, адрес	Вид застройки	Объем строительства	Сроки реализации инвестиционной площадки
1	Мкр. В-Ц, пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	Комплексная жилая застройка	– 28 секций 5-этажного жилого строительства; – 20 секций 9-этажного жилого строительства; – детский сад на 320 мест; школа на 1000 мест; – 5 общественно-торговых зданий.	2025
2	Мкр. В-Е, пр. Мира	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 187 индивидуальных домов; – 50 блокированных жилых домов; – 5 зданий общественно-торгового назначения; – детский сад на 80 мест.	2022
3	Мкр. В-23, пр. Лазоревый	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 300 индивидуальных домов; – 5 зданий общественно-торгового назначения.	2025
4	Мкр. В-24, ул. Индустриальная	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 300 индивидуальных домов; – спортивный центр; – 7 зданий торгового назначения; – детский сад на 260 мест.	2025
5	Мкр. В-25, ул. Индустриальная	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 148 индивидуальных домов; – 12 блокированных жилых домов; – 1 объект соцкульт. быта; – детский сад на 180 мест.	2021
6	Мкр. В-14, Ул. Индустриальная	Комплексная жилая застройка	– 134 индивидуальных домов; – 14 блокированных жилых домов; – 2 здания общественно-торгового назначения; – школа на 960 мест; – детский сад на 280 мест.	2023
7	Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	Комплексная жилая застройка	– Жилая многоэтажная застройка на 2748 кв.	2025
8	Мкр. В-10, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	Комплексная жилая застройка	– 100 индивидуальных домов; – 37 блокированных жилых домов; – 4 здания общественно-торгового назначения; – школа на 274 места; – детский сад на 103 места; – 9 секций 9-этажных жилых домов; – 5 секций 5-этажных жилых домов; – 6 секций 6-этажных жилых домов.	2021

№ п/п	Наименование объекта, адрес	Вид застройки	Объем строительства	Сроки реализации инвестиционной площадки
9	Мкр. ВЦ-2	Комплексная жилая застройка	– жилая застройка на 1280 квартир; – детский сад на 280 мест; – бассейн.	2024
10	Мкр. В-13, пр. Мира	Комплексная жилая застройка	– 18 секций 5-этажных домов (жилая застройка на 360 квартир).	2021
11	Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	Точечная жилая застройка	– 3 секции 5-этажных домов (жилая застройка на 60 квартир).	2019
12	Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	Точечная жилая застройка	– 3 секции 5-этажной застройки (32 кв.).	2019
13	Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	Точечная жилая застройка	– 4 секции 9-этажных домов (144 кв.).	2019
14	Мкр. В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	Комплексная жилая застройка	– 5 секций 4-этажной жилой застройки (по 24 кв.).	2019
15	Квартал В-16, ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	Точечная жилая застройка	– 4 секции 5-этажной застройки (80 квартир).	2019
16	Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса)	Комплексная жилая застройка	– 4-х и 5-х секционная 10-этажная жилая застройка (363 кв.).	2019
17	Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	Комплексная жилая застройка	– 15 секций 5-этажной жилой застройки (300 кв.);	2019
18	Мкр. В-26	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 240 индивидуальных жилых домов; – спортивный центр; – 4 здания торгового назначения; – детский сад на 260 мест;	2025
19	Мкр. В-22	Комплексная застройка индивидуального жилищного строительства	– 238 индивидуальных жилых домов; – 6 зданий общественно-торгового назначения; – детский сад на 120 мест.	2019
20	Старая часть города, район Ростовского шоссе	Комплексная застройка жилищного строительства	– 7-этажная жилая застройка (103,3 га); – малоэтажная индивидуальная застройка (241,35 га).	2025-2030
21	Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	Комплексная застройка жилищного строительства	– жилищное строительство на 2748 кв.; – детский сад на 280 мест.	2025
22	Мкр. В-3	Точечная общественная застройка	– Спортивно-торговый комплекс.	2019

№ п/п	Наименование объекта, адрес	Вид застройки	Объем строительства	Сроки реализации инвестиционной площадки
23	Мкр. б/н (ЮЗР)	Точечная общественная застройка	– 2-этажный торговый центр.	2019
24	Мкр. В-5	Комплексная застройка жилищного строительства	– 9-этажная жилая застройка из 3х домов	2019
25	ул. Степная, 22	Точечная общественная застройка	– торговый комплекс	2019
26	Мкр. В-8, пр. Мира, 55	Точечная жилая застройка	- многоквартирный жилой дом	2019
27	Жуковское шоссе, 17	Точечная общественная застройка	– гаражный бокс	2020
28	В-9, К.Маркса, 64а	Точечная общественная застройка	– школа	2019
29	Новый город, часть 2	Многоквартирный жилой дом	–жилая застройка	2019
30	Новый город, часть 2	Точечная общественная застройка	– здание общественно-торгового назначения	09.02.2020
31	Квартал В-17	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	09.02.2020
32	Квартал ЮЗР-1А	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	09.02.2020
33	Квартал ЮЗР-1А	Точечная застройка	– ппроизводственное здание	05.04.2020
34	Квартал ЮЗР-1А	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	05.04.2020
35	Новый город, часть 2	Комплексная жилая застройка	- застройка жилищного строительства	09.02.2020
36	Квартал ЮЗР-1А	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	2020
37	Новый город, часть 1	Комплексная жилая застройка	- застройка жилищного строительства	2020
38	Ограничено ул. Гагарина и пер. Раздорский, МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	2019
39	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	2019
40	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	2019
41	Квартал В-7	Точечная общественная застройка	– нежилое помещение	2019

Согласно данным Генерального плана города Волгодонска, на расчетный срок предполагается дифференцированная жилищная обеспеченность, зависящая от вида собственности. Жилищная обеспеченность в многоквартирных домах, учитывая тип современных квартир, принимается 28 м²/чел. В частных домах с приусадебными участками, может колебаться в значительных пределах, в зависимости от финансовых возможностей домовладельца, ориентировочно от 40 м²/чел.

Согласно данным МКУ «Департамент строительства и городского хозяйства», численность жителей одной квартиры принимается в количестве 3 человек.

Нормы общей площади на 1 ребенка/учащегося для проектируемых детских садов и общеобразовательных школ, а также для застройки других видов, приняты согласно Приложению Г (таблица Г.1) СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Ориентировочные объемы нового жилищного и общественного строительства рассчитаны на основе вышеуказанных данных. Площади перспективного строительства с распределением его по этапам ввода в эксплуатацию на период до 2029 гг. представлено в таблице 5.

Таблица 5. Расчетные объемы нового строительства до 2029 года

№	Район	Адрес	Ед. измерения	Многokвартирная жилая застройка	Индивидуальная жилая застройка	Бюджетная застройка	Прочие	Суммарные объемы строительства
1	Новый город, часть 2	Мкр. В-8, пр. Мира 55 АО"Агенство по ипотечному жилищному кредитованию"	тыс.кв. м общей площади	31,70	0,00	0,00	0,00	31,70
2	Новый город, часть 2	Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56 ПК РОСС-Кредит	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30
3	Квартал В-17	ИП Королев, Жуковское шоссе, 17	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,59	0,59
4	Квартал ЮЗР-1А	ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,76	0,76
5	Квартал ЮЗР-1А	Завод Алпас, ул. Степная, 16а	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	1,64	1,64
6	Квартал ЮЗР-1А	ООО Полюшко, Пионерская, 140а	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,66	0,66
7	Новый город, часть 2	ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	тыс.кв. м общей площади	16,90	0,00	0,00	0,00	16,90
8	Квартал ЮЗР-1А	А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,34	1,07
9	Новый город, часть 1	ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	тыс.кв. м общей площади	1,07	0,00	0,00	0,00	0,34
10	Ограничено ул. Гагарина и пер. Раздорский	МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	27,96	27,96
11	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,32	0,32
12	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,46	0,46
13	Квартал В-7	ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13
14	Мкр. В-Ц	пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	тыс.кв. м общей площади	107,52	0,00	13,20	7,49	128,21
15	Новый город, часть 2	ул. Гагарина "Медгородок"	тыс.кв. м общей площади	18,78	0,00	0,00	0,00	18,78

№	Район	Адрес	Ед. измерения	Многоквартирная жилая застройка	Индивидуальная жилая застройка	Бюджетная застройка	Прочие	Суммарные объемы строительства
16	Мкр. В-Е	пр. Мира	тыс.кв. м общей площади	24,00	8,98	0,80	2,40	36,18
17	Мкр. В-23	пр. Лазоревый	тыс.кв. м общей площади	0,00	36,00	0,00	1,80	37,80
18	Мкр. В-24	ул. Индустриальная	тыс.кв. м общей площади	0,00	36,00	7,10	2,40	45,50
19	Мкр.В-25	ул. Индустриальная	тыс.кв. м общей площади	3,36	5,92	1,80	0,00	11,08
20	Мкр. В-14	ул. Индустриальная	тыс.кв. м общей площади	9,4	12,88	12,40	2,40	37,08
21	Мкр. В-17	ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	тыс.кв. м общей площади	231,00	0,00	0,00	0,00	231,00
22	Мкр. В-10	ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	тыс.кв. м общей площади	54,94	12,00	3,77	2,40	73,11
23	Мкр. ВЦ-2	-	тыс.кв. м общей площади	86,01	0,00	2,80	0,00	88,81
24	Мкр. В-13	пр. Мира	тыс.кв. м общей площади	30,24	0,00	0,00	0,00	30,24
25	Мкр. В-9	внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	тыс.кв. м общей площади	5,04	0,00	0,00	0,00	5,04
26	Мкр. В-12	ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	тыс.кв. м общей площади	2,69	0,00	0,00	0,00	2,69
27	Мкр. В-5	пр. Курчатова – ул. Академика Королева	тыс.кв. м общей площади	12,10	0,00	0,00	0,00	12,10
28	Мкр. В-8	ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	тыс.кв. м общей площади	13,01	0,00	0,00	0,00	13,01
29	Квартал В-16	ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	тыс.кв. м общей площади	6,72	0,00	0,00	0,00	6,72
30	Квартал В-7	ул. К. Маркса (район школы 19/20)	тыс.кв. м общей площади	30,49	0,00	0,00	0,00	30,49
31	Мкр. «Медгородок»	ул. Гагарина	тыс.кв. м общей площади	16,00	0,00	0,00	0,00	16,00
32	Мкр. В-26	-	тыс.кв. м общей площади	0,00	28,80	6,80	4,80	40,40
33	Мкр. В-22	-	тыс.кв. м общей площади	0,00	28,56	1,20	4,00	33,76

№	Район	Адрес	Ед. измерения	Многоквартирная жилая застройка	Индивидуальная жилая застройка	Бюджетная застройка	Прочие	Суммарные объемы строительства
34	Старая часть города	район Ростовского шоссе	тыс.кв. м общей площади	376,18	499,96	1,2	0,00	877,34
35	Мкр. «Медгородок №2»,	ул. Гагарина	тыс.кв. м общей площади	230,83	0,00	0,00	0,00	230,83
36	Мкр. В-3	-	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	1,02	1,02
37	Мкр. б/н (ЮЗР)	-	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	3,40	3,40
38	Мкр. В-5	-	тыс.кв. м общей площади	68,63	0,00	0,00	0,00	68,63
39	Ограничено ул. Степная и пер. Юбилейный	ул. Степная, 22	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	0,00	5,00	5,00
40	Мкр. В-14	пр. Мира, 55	тыс.кв. м общей площади	12,00	0,00	0,00	0,00	12,00
41	В-9	К.Маркса, 64а	тыс.кв. м общей площади	0,00	0,00	3,60	0,00	3,60
ИТОГО			тыс.кв. м общей площади	1388,61	669,1	54,67	71,27	2183,65

Данные таблицы 5 представлены на рисунке 4 в виде диаграммы.



Рисунок 4. Распределение перспективного строительства по типам застройки

Анализ таблицы и диаграммы показывает, что наибольший прирост площадей ожидается в виде многоквартирной жилой застройки – 64%, прирост площадей индивидуальных жилых домов составит 30%, на долю бюджетных учреждений и прочей застройки приходится по 3 % соответственно.

Жилищный фонд к концу расчетного срока составит ориентировочно 5772,57 тыс. кв. м общей площади. Обеспеченность жильем на расчетный срок будет составлять в среднем по муниципальному образованию 32,2 м² общей площади, и может колебаться в зависимости от доходов населения и типа жилой застройки.

Согласно данным Росстата на 2010-2012 гг., Волгодонск является городом с самым благоустроенным жильем в России. Доля аварийного жилья в городе составляет 0,01%, ввиду чего при расчете перспективных площадей города в Схеме теплоснабжения убыль жилых площадей из-за их физического износа не учитывается.

В основном, в перспективе ожидается массовая застройка на не освоенных на данный момент кварталах. Однако также будет присутствовать и уплотнительная внутриквартальная застройка.

Согласно прогнозу, представленному в Генеральном плане, численность населения города Волгодонск с учетом развития жилых территорий к расчетному периоду составит 180,0 тыс. человек. Настоящая работа опирается на данные

Генерального плана, ввиду чего предлагается принять сохранение заложенных в генеральном плане темпов роста населения.

Предполагаемый рост численности населения представлен на рисунке 5 в виде диаграммы.

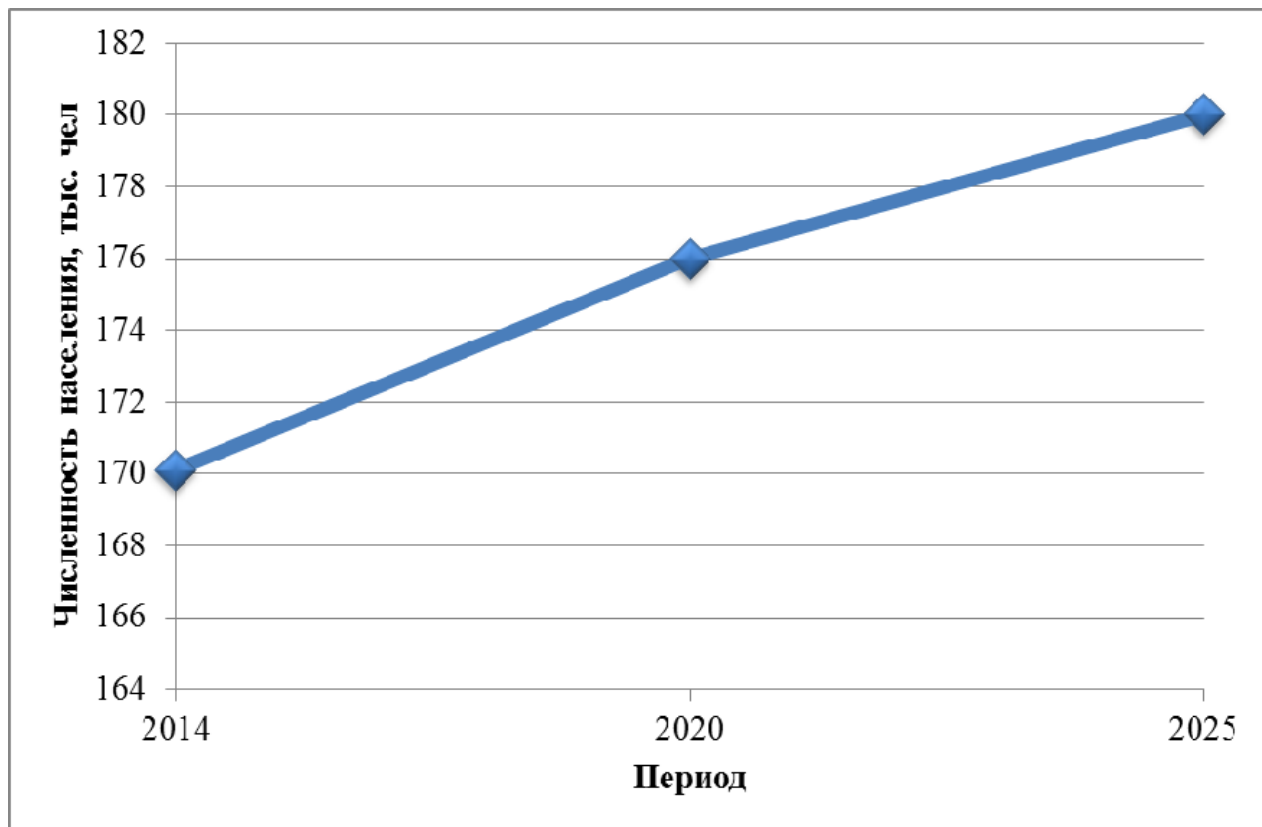


Рисунок 5. Увеличение численности населения МО г. Волгодонск

Таким образом, в данном проекте при разработке Схемы теплоснабжения городского округа г. Волгодонск на расчетный срок до 2029 года принимается равномерная динамика роста численности населения, заложенная Генеральным планом.

Расчетные данные площадей строительных фондов с разбивкой по расчетным элементам и по годам вплоть до расчетного периода (2029г.) представлены в таблице 6.

Таблица 6. Ожидаемый прирост площади строительных фондов

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
1	Новый город, часть 2	Мкр. В-8, пр. Мира 55 АО"Агенство по ипотечному жилищному кредитованию"	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	31,7	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	31,7	0	0	0
2	Новый город, часть 2	Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56 ПК РОСС-Кредит	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	1,3	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	1,3	0	0
3	Квартал В-17	ИП Королев, Жуковское шоссе, 17	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0,59	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0,59	0	0
4	Квартал ЮЗР-1А	ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0,76	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0,76	0	0
5	Квартал ЮЗР-1А	Завод Алпас, ул.Степная, 16а	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	1,64	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	1,64	0	0
6	Квартал ЮЗР-1А	ООО Полношко, Пионерская, 140а	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0,66	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0,66	0	0
7	Квартал ЮЗР-1А	А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0,34	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0,34	0	0

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
8	Новый город, часть 1	ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	1,07	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	1,07	0	0
9	Новый город, часть 2	ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	16,9	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	16,9	0	0
10	Ограничено ул. Гагарина и пер. Раздорский	МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	27,96	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	27,96	0	0	0
11	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0,32	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0,32	0	0	0
12	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0,46	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0,46	0	0	0
13	Квартал В-7	ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0,13	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0,13	0	0	0
14	Мкр. В-Ц	пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	86,02	21,5
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	13,2
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	7,49
			Итого:	тыс.м²	0	0	86,02	42,19
15	Новый город, часть 2	ул. Гагарина "Медгородок"	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	18,78	0	0	0

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	18,78	0	0	0
16	Мкр. В-Е	пр. Мира	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	12	12	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	4,49	4,49	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0,8	0	0
			Прочее	тыс.м ²	1,2	1,2	0	0
			Итого:	тыс.м²	17,69	18,49	0	0
17	Мкр. В-23	пр. Лазоревый	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	28,8	7,2
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	1,2	0,6
			Итого:	тыс.м²	0	0	30	7,8
18	Мкр. В-24	ул. Индустриальная	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	28,8	7,2
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	2,6	4,5
			Прочее	тыс.м ²	0	0	1,6	0,8
			Итого:	тыс.м²	0	0	33	12,5
19	Мкр. В-25	ул. Индустриальная	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	3,36	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	5,92	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	1,8	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	11,08	0	0	0
20	Мкр. В-14	ул. Индустриальная	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	2,35	2,35	4,7	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	3,22	3,22	6,44	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	2,8	9,6	0
			Прочее	тыс.м ²	0	1,2	1,2	0
			Итого:	тыс.м²	5,57	9,57	21,94	0
21	Мкр. В-17	ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	0	0	184,8	46,2
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0	184,8	46,2
22	Мкр. В-10	ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	54,94	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	12	0	0	0

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	3,77	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	2,4	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	73,11	0	0	0
23	Мкр. ВЦ-2	-	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	21,5	21,5	43,01	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	2,8	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	21,5	21,5	45,81	0
24	Мкр. В-13	пр. Мира	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	10,08	10,08	10,08	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	10,08	10,08	10,08	0
25	Мкр. В-9	внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	5,04	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	5,04	0	0	0
26	Мкр. В-12	ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	2,69	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	2,69	0	0	0
27	Мкр. В-5	пр. Курчатова – ул. Академика Королева	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	12,1	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	12,1	0	0	0
28	Мкр. В-8	ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	13,01	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	13,01	0	0	0
29	Квартал В-16	ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	Многokвартирная застройка	тыс.м ²	6,72	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	6,72	0	0	0
30	Мкр. В-7,	ул. К. Маркса, (район школы 19/20)	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	30,49	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	30,49	0	0	0
31	Мкр. «Медгородок»	ул. Гагарина	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	16	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	16	0	0	0
32	Мкр. В-26	-	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	23,04	5,76
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	2,6	4,2
			Прочее	тыс.м ²	0	0	3,6	1,2
			Итого:	тыс.м²	0	0	29,24	11,16
33	Мкр. В-22	-	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	28,56	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	1,2	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	4	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	33,76	0	0	0
34	Старая часть города	район Ростовского шоссе	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	376,18
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	17,16	0	482,8
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	1,2	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	18,36	0	858,98
35	Мкр. «Медгородок №2»,	ул. Гагарина	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	0	0	184,66	46,17
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыс.м²	0	0	184,66	46,17
36	Мкр. В-3	-	Многоквартирная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная застройка	тыс.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыс.м ²	1,02	0	0	0

№ п/п	Наименование района застройки	Адрес застройки	Объем строительства	Ед. изм.	2019	2020	2021-2024	2025-2029
			Итого:	тыс.м²	1,02	0	0	0
37	Мкр. б/н (ЮЗР)	-	Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыc.м ²	3,4	0	0	0
			Итого:	тыc.м²	3,4	0	0	0
38	Мкр. В-5	-	Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	68,63	0	0	0
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыc.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыc.м²	68,63	0	0	0
39	Ограничено ул. Степная и пер. Юбилейный	ул. Степная, 22	Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыc.м ²	5	0	0	0
			Итого:	тыc.м²	5	0	0	0
40	Мкр. В-8,	пр. Мира, 55	Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	6	6	0	0
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Прочее	тыc.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыc.м²	6	6	0	0
41	В-9	К.Маркса, 64а	Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	0	0	0	0
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	3,6	0	0	0
			Прочее	тыc.м ²	0	0	0	0
			Итого:	тыc.м²	3,6	0	0	0
Всего:			Многokвapтиpная заcтpойкa	тыc.м ²	315,39	69,9	513,27	490,05
			Индивидуальная заcтpойкa	тыc.м ²	54,19	24,87	87,08	502,96
			Бюджетная заcтpойкa	тыc.м ²	10,37	4,8	17,6	21,9
			Прочее	тыc.м ²	45,89	7,69	7,6	10,09
			Итого:	тыc.м²	425,84	107,26	625,55	1025

Основной прирост строительных фондов приходится на район Ростовского шоссе (район индивидуальной застройки на территории 364,5 га). Плановый срок застройки данного квартала – 2025-2029 гг.

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, 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 города планируется осуществлять децентрализованно, т.е., применяя индивидуальные источники тепловой энергии.

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

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

– в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);

– в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых

инженерных систем.

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

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг, используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

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

в отношении отопления:

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

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

Постановлением администрации муниципального образования «Город Волгодонск» от 29.07.2014 г. №39/22 «Об установлении норматива потребления коммунальной услуги по отоплению на территории муниципального образования «Город Волгодонск» Ростовской области» утвержден норматив на отопление 1 м² площади в жилых помещениях в отопительный период.

Норматив потребления горячей воды населением принят согласно Постановлению Правления Региональной службы по тарифам Ростовской области от 24.08.2012 №29.

Данные по нормативному удельному потреблению тепловой энергии на отопление и ГВС представлены, соответственно, в таблицах 7 и 8.

Таблица 7. Норматив на отопление 1 м² общей площади

Потребители тепловой энергии на отопление	Норматив потребления тепловой энергии на отопление, Гкал			
	в год		в месяц	
	на 1 человека	на 1 кв.м общей площади	на 1 человека	на 1 кв.м общей площади
В жилых домах: с централизованными системами теплоснабжения	-	-	-	0,0244

Таблица 8. Нормативы потребления горячей воды

№ п/п	Потребители тепловой энергии для нагрева воды	Норма расхода горячей воды на 1 человека
		м ³ /месяц
1	Многоквартирные дома и жилые дома, в т.ч. общежития квартирного типа, подключенные к централизованной системе водоотведения с централизованным горячим водоснабжением оборудованные:	-
1.1	ванной сидячей, душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	3,24
1.2	ванной длиной 1500-1550 мм, душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	3,50
1.3	ванной длиной 1600-1700 мм, душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	3,50
1.4	душем, раковиной, мойкой кухонной, унитазом	2,77
1.5	общим душем, мойкой кухонной, унитазом	1,65
1.6	квартиры, оборудованные одним краном, унитазом одним на этаж	1,28

В соответствии с ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении» все вновь возводимые жилые и общественные здания должны проектироваться в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий». Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Определение требований энергетической эффективности осуществляется путем установления базового уровня этих требований по состоянию на дату вступления в силу устанавливаемых требований энергетической эффективности и определения темпов последующего изменения показателей, характеризующих выполнение требований энергетической эффективности.

Согласно постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18 "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для

зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" (далее по тексту – Требования энергоэффективности зданий, строений и сооружений), «для многоквартирного дома, в котором проведен капитальный ремонт общего имущества, предусматривается обязанность по подтверждению управляющими организациями, товариществами собственников жилья, жилищными, жилищно-строительными и иными специализированными потребительскими кооперативами, осуществляющими управление многоквартирными домами, а также юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими деятельность по выполнению услуг по содержанию и (или) работ по ремонту общего имущества в многоквартирном доме, при непосредственном управлении многоквартирным домом собственниками помещений в таком доме, нормируемых показателей энергетической эффективности в части элементов конструкций и инженерных систем многоквартирного дома, изменяемых при капитальном ремонте общего имущества, после окончания капитального ремонта инструментально-расчетным методом».

После установления базового уровня требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений требования энергетической эффективности должны предусматривать уменьшение показателей, характеризующих годовые удельные расходы энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении, не реже чем 1 раз в 5 лет:

а) для вновь создаваемых зданий, строений, сооружений с 1 января 2018 г. - не менее чем на 20 процентов по отношению к базовому уровню, с 1 января 2023 г. - не менее чем на 40 процентов по отношению к базовому уровню, с 1 января 2028 г. - не менее чем на 50 процентов по отношению к базовому уровню;

б) для реконструируемых или проходящих капитальный ремонт зданий (за исключением многоквартирных домов), строений, сооружений с 1 января 2018 г. - не менее чем на 20 процентов по отношению к базовому уровню.";

Требования энергетической эффективности устанавливаются Министерством регионального развития Российской Федерации.

При расчете перспективных удельных расходов тепловой энергии на

отопление и вентиляцию необходимо учитывать не только вновь возводимые здания, но и долю реконструируемого жилья, для которых показатели также снижаются.

Постановлением Правительства Ростовской области от 26.12.2013 №803 была утверждена Региональная программа по проведению капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах на территории Ростовской области на 2015-2049 годы. В состав данной программы, в том числе, входят и МКД города Волгодонска.

Для снижения потребления тепловой энергии необходимо осуществить капитальный ремонт ограждающих конструкций здания (фасада, крыши и т.д.), а также осуществить реконструкцию системы теплоснабжения, поэтому среди объектов, подлежащих капитальному ремонту согласно Постановлению, были выбраны только те дома, в которых предполагается осуществить капитальный ремонт по вышеуказанным пунктам в срок до 2029 года.

Перечень домов, для которых ожидается снижение потребления тепловой энергии на отопление вследствие их капитального ремонта, представлен в Приложении 1.

Общее количество домов, подлежащих капитальному ремонту в период до 2029 года – 161, что оценочно составляет 20% от общего числа многоквартирных домов города. Для данных домов в перспективе ожидается снижение потребления тепловой энергии на 15% к 2029 году.

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых зданий представлены в таблице 9, для реконструируемых зданий – в таблице 10, для зданий не прошедших капитальный ремонт – в таблице 11. Графики изменения удельных расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых и для реконструируемых зданий представлены на рисунках 9 и 10 соответственно.

Таблица 9. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для вновь возводимых зданий

Наименование	Разм-ть	Расчетный срок		
		2019	с 2023 года	с 2028 года
Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м ² в месяц	0,01952	0,01464	0,0122

Таблица 10. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для реконструируемых зданий

Наименование	Разм-ть	Расчетный срок		
		2019	с 2023 года	с 2028 года
Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м ² в месяц	0,01952	0,01952	0,01952

Таблица 11. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию для зданий, не прошедших капитальный ремонт

Наименование	Разм-ть	Расчетный срок		
		2019	2020-2023	2024-2029
Удельный расход тепловой энергии	Гкал/м ² в месяц	0,0244	0,0244	0,0244

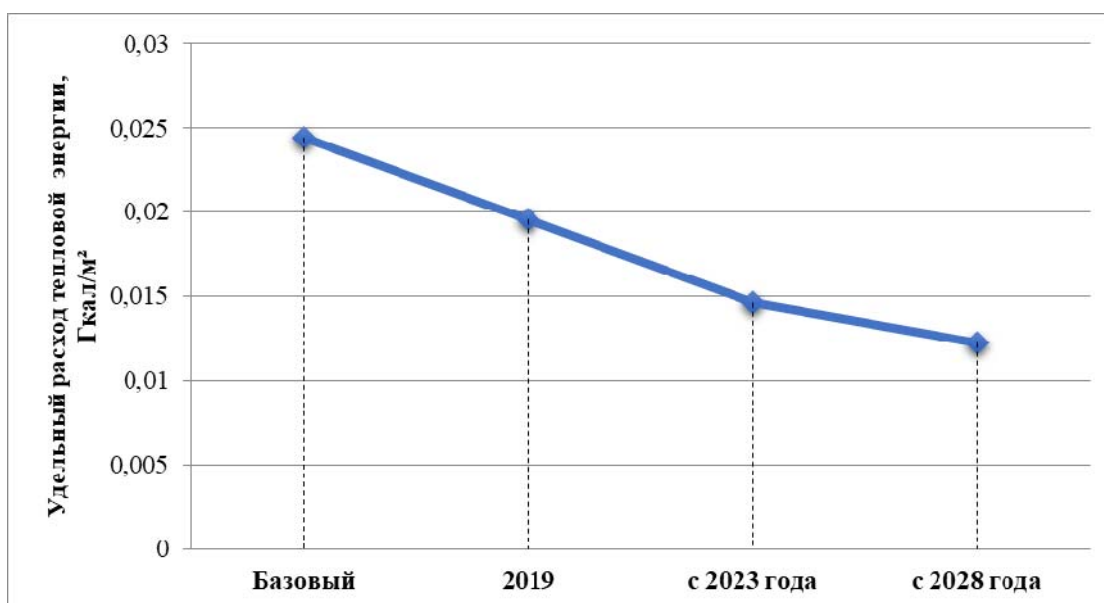


Рисунок 6. Удельные расходы тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для вновь возводимых зданий

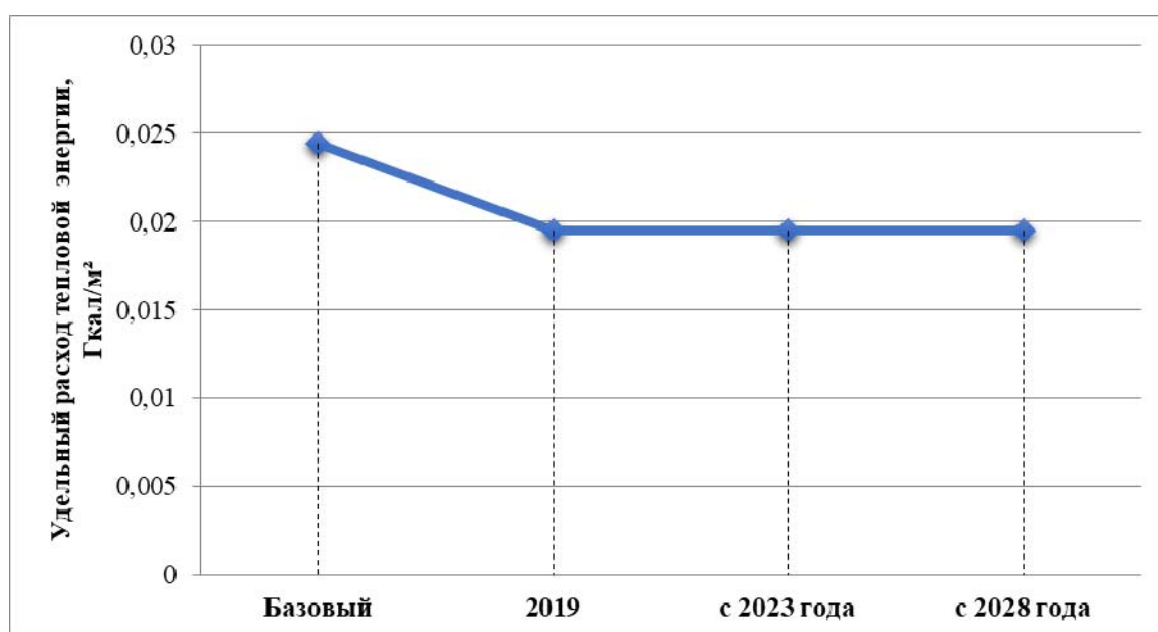


Рисунок 7. Удельные расходы тепловой энергии на отопление (вентиляцию) для реконструируемых зданий

Снижение потребления тепловой энергии на цели горячего водоснабжения осуществляется в основном за счет мероприятий по модернизации водоразборной арматуры. Данные мероприятия могут проводить только жильцы по собственной инициативе. Ввиду необходимости больших денежных затрат на реализацию мероприятий и слабой заинтересованности населения в энергосбережении, предполагается, что снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС к расчётному сроку происходить не будет.

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

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на централизованную систему теплоснабжения рассчитаны на основании приростов площадей строительных фондов согласно данным, предоставленным отделом Архитектуры и Градостроительства Администрации МО «Город Волгодонск» на период 2014-2030 гг., роста численности населения МО «Город Волгодонск» согласно Генеральному плану, а также с учетом доли МКД, подлежащих капитальному ремонту в период до 2029 года. При проведении расчетов так же было учтено, что возводимые здания должны соответствовать требованиям энергетической эффективности, установленным в Постановлении Правительства РФ от 25.01.2011 №18 "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" и Федеральном законе от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Полученный прирост тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС представлен в таблице 12. На основании перспективных тепловых нагрузок и данных СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» были получены прогнозы объемов потребления тепловой нагрузки единицами территориального деления города Волгодонска.

Таблица 12. Перспективный прирост нагрузки в новых и в существующих элементах территориального деления на расчетный период до 2029 года

№	Район	Адрес	Назначение	Нагрузка ОВ, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
1	Новый город, часть 2	Мкр. В-8, пр. Мира 55 АО"Агенство по ипотечному жилищному кредитованию"	Многоквартирный жилой дом	1,20	0,80	2,00
2	Новый город, часть 2	Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56 ПК РОСС-Кредит	Здание общественно-торгового назначения	0,068	0,000	0,068
3	Квартал В-17	ИП Королев, Жуковское шоссе, 17	Нежилое помещение	0,031	0,000	0,0310
4	Квартал ЮЗР-1А	ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	Нежилое помещение	0,040	0,000	0,0396
5	Квартал ЮЗР-1А	Завод Алпас, ул.Степная, 16а	Производственное здание	0,086	0,000	0,0856
6	Квартал ЮЗР-1А	ООО Полюшко, Пионерская, 140а	Нежилое помещение	0,035	0,000	0,0345
7	Квартал ЮЗР-1А	А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	Нежилое помещение	0,0049	0,000	0,0049
8	Новый города, часть 1	ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	Застройка жилищного строительства	0,0701	0,000	0,0701
9	Новый город, часть 2	ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	Комплексная жилая застройка	0,720	0,795	1,5150
10	Ограничено ул. Гагарина и пер. Раздорский	МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	Нежилое помещение	1,460	0,385	1,8450
11	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	Нежилое помещение	0,017	0,000	0,0166
12	Ограничено ул. Химиков и ул. Окружная	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	Нежилое помещение	0,024	0,000	0,024
13	Квартал В-7	ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	Нежилое помещение	0,007	0,004	0,0110
14	Мкр. В-Ц	пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	Комплексная жилая застройка	5,770	2,760	8,5300
15	Новый город, часть 2	ул. Гагарина "Медгородок"	Комплексная жилая застройка	0,800	1,050	1,8500
16	Мкр. В-17	ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	Комплексная жилая застройка	10,360	5,200	15,5600
17	Мкр. ВЦ-2	-	Комплексная жилая застройка	5,810	2,790	8,6000
18	Мкр. В-13	пр. Мира	Комплексная жилая застройка	1,410	0,670	2,0800
19	Мкр. В-9	внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	Точечная жилая застройка	0,250	0,110	0,3600
20	Мкр. В-12	ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	Точечная жилая застройка	0,130	0,060	0,1900
21	Мкр. В-5	пр. Курчатова – ул. Академика Королева	Точечная жилая застройка	0,600	0,260	0,8600
22	Мкр. В-8	ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	Комплексная жилая застройка	0,650	0,580	1,2300
23	Квартал В-16	ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	Точечная жилая застройка	0,340	0,140	0,4800
24	Квартал В-7	ул. К. Маркса (район школы 19/20)	Точечная жилая застройка	1,52	0,65	2,17
25	Мкр. «Медгородок»	ул. Гагарина	Точечная жилая застройка	0,8	1,05	1,85
26	Мкр. «Медгородок №2»,	ул. Гагарина	Комплексная застройка жилищного строительства	10,510	5,250	15,76

№	Район	Адрес	Назначение	Нагрузка ОВ, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
27	Мкр. В-3	-	Точечная жилая застройка	0,080	0,030	0,11
28	Мкр. б/н (ЮЗР)	-	Точечная жилая застройка	0,460	0,050	0,51
29	Мкр. В-5	-	Комплексная застройка жилищного строительства	1,800	0,850	2,65
30	Мкр. «Медгородок»	ул. Мира, 7а	Точечная общественная застройка	0,160	0,080	0,2400
31	Ограничено ул. Степная и пер. Юбилейный	ул. Степная, 22	Точечная общественная застройка	0,294	0,110	0,4040
32	В-9	К.Маркса, 64а	Точечная общественная застройка	1,036	0,321	1,3570

Таблица 13. Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, Гкал/ч

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	39,09	38,75	38,25	37,75	37,24	36,74	36,24	35,74	35,24	34,73	34,23
Существующие потребители ЮЗР	38,33	37,83	37,33	36,83	36,32	35,82	35,32	34,82	34,32	33,81	33,31
кв. б/н (нужды ЗАО "Волгодонский завод "Агат")	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Торговый комплекс, ул.Степная 22	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294
ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	0	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Завод Алпас, ул.Степная, 16а	0	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
ООО Полюшко, Пионерская, 140а	0	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего по юго-восточной промышленной зоне, в т.ч.:	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	112,58	112,58	112,58	112,58
Существующие потребители юго-восточной промышленной зоны	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08	38,08
кв. б/н (нужды ФГБУ ДПО Волгодонский учебный центр ФПС)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
кв. б/н (нужды произв. цех по производству мебели)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ЗАО "АЭМ-технологии" "Атоммаш"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74,42	74,42	74,42	74,42
Всего по Новому городу, часть 1, в т.ч.:	71,55	71,35	71,08	70,81	70,54	70,27	70,00	69,73	69,46	69,19	68,92
Существующие потребители Нового города, часть 1	70,86	70,59	70,32	70,05	69,78	69,51	69,24	68,97	68,70	68,43	68,17
Мкр. В-3	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	73,11	76,24	82,77	88,73	94,70	101,04	107,14	107,03	106,93	106,82	106,71
Существующие потребители Нового города, часть 2	63,76	63,65	63,54	63,44	63,33	63,22	63,11	63,01	62,90	62,79	62,68
В-ЦЗ пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	0,00	0,00	0,96	1,93	2,89	3,86	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77
Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	0,00	0,00	2,07	4,14	6,22	8,29	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36
Мкр. ВЦ-2	0,40	1,47	2,54	3,51	4,47	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81	5,81
Мкр. В-13, пр. Мира	0,50	0,96	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Квартал В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Квартал В-16, ул. Маршала Кошерева – ул. Индустриальная	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	0,00	0,00	2,07	4,14	6,21	8,28	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51
Мкр. В-5	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Мкр. «Медгородок», ул. Мира, 7а	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	0,00	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Мкр. В-8, пр. Мира	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Жуковское шоссе, 17	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
В-9, К.Маркса, 64а	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Всего по Старому городу, в т.ч.:	28,19	27,46	26,72	25,99	25,26	24,53	23,80	23,07	22,34	21,61	20,88	20,88
Существующие потребители Старого города	28,19	27,46	26,72	25,99	25,26	24,53	23,80	23,07	22,34	21,61	20,88	20,88
Всего по северо-западной промышленной зоне, в т.ч.:	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Северо-западная промышленная зона	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ИТОГО	250,93	252,80	257,82	262,29	266,75	271,59	276,19	349,00	347,39	345,78	344,17	344,17

Таблица 14. Перспективный прирост нагрузки на ГВС, Гкал/ч

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38	31,38
Существующие потребители ЮЗР	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23	31,23
кв. б/н (нужды ЗАО "Волгодонский завод "Агат")	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Торговый комплекс, ул.Степная 22	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Завод Алпас, ул.Степная, 16а	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 Полюшко, Пионерская, 140а	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по юго-восточной промышленной зоне, в т.ч.:	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	3,03	3,03	3,03	3,03
Существующие потребители юго-восточной промышленной зоны	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
кв. б/н (нужды ФГБУ ДПО Волгодонский учебный центр ФПС)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
кв. б/н (нужды произв. цех по производству мебели)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЗАО "АЭМ-технологии" "Атомаш"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,90	1,90	1,90	1,90
Всего по Новому городу, часть 1, в т.ч.:	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12	60,12
Существующие потребители Нового города, часть 1	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83	59,83
Мкр. В-3	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
ТСЖ "Электрон", Черникова, 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
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	66,84	68,39	71,64	74,68	77,73	80,96	83,92	83,92	83,92	83,92	83,92	83,92
Существующие потребители Нового города, часть 2	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44
В-ЦЗ пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	0,00	0,00	0,48	0,97	1,45	1,94	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76
Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	0,00	0,00	1,04	2,08	3,12	4,16	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Мкр. ВЦ-2	0,24	0,70	1,15	1,64	2,12	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
Мкр. В-13, пр. Мира	0,21	0,44	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Квартал В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Квартал В-16, ул. Маршала Кошерева – ул. Индустриальная	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	0,00	0,00	1,04	2,08	3,12	4,15	5,25	5,25	5,25	5,25	5,25
Мкр. В-5	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Мкр. «Медгородок», ул. Мира, 7а	0,00	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	0,00	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Мкр. В-8, пр. Мира	0,40	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жуковское шоссе, 17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
В-9, К.Маркса, 64а	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Всего по Старому городу, в т.ч.:	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15
Существующие потребители Старого города	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15	23,15
Всего по северо-западной промышленной зоне, в т.ч.:	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Северо-западная промышленная зона	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО	182,68	184,23	187,48	190,52	193,57	196,80	199,76	201,66	201,66	201,66	201,66

Таблица 15. Перспективный суммарный прирост нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС, Гкал/ч

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	70,47	70,14	69,63	69,13	68,63	68,13	67,62	67,12	66,62	66,12	65,61
Существующие потребители ЮЗР	69,56	69,06	68,56	68,05	67,55	67,05	66,55	66,05	65,54	65,04	64,54
кв. б/н (нужды ЗАО "Волгодонский завод "Агат")	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Торговый комплекс, ул.Степная 22	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Завод Алпас, ул.Степная, 16а	0,00	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ООО Полюшко, Пионерская, 140а	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	0,000	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего по юго-восточной промышленной зоне, в т.ч.:	39,29	39,29	39,29	39,29	39,29	39,29	39,29	115,61	115,61	115,61	115,61
Существующие потребители юго-восточной промышленной зоны	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18
кв. б/н (нужды ФГБУ ДПО Волгодонский учебный центр ФПС)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
кв. б/н (нужды произв. цех по производству мебели)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ЗАО "АЭМ-технологии" "Атомаш"	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	76,32	76,32	76,32	76,32
Всего по Новому городу, часть 1, в т.ч.:	131,66	131,46	131,19	130,92	130,65	130,39	130,12	129,85	129,58	129,31	129,04
Существующие потребители Нового города, часть 1	130,69	130,42	130,15	129,88	129,61	129,34	129,07	128,80	128,53	128,26	127,99
Мкр. В-3	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	139,95	144,63	154,41	163,42	172,43	182,00	191,06	190,95	190,85	190,74	190,63
Существующие потребители Нового города, часть 2	125,20	125,09	124,98	124,88	124,77	124,66	124,55	124,45	124,34	124,23	124,12
В-ЦЗ пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	0,00	0,00	1,45	2,90	4,35	5,79	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53
Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	0,00	0,00	3,11	6,22	9,34	12,45	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56
Мкр. ВЦ-2	0,64	2,17	3,70	5,15	6,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
Мкр. В-13, пр. Мира	0,72	1,40	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08

Район	Тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Квартал В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Квартал В-16, ул. Маршала Кошерева – ул. Индустриальная	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	0,00	0,00	3,11	6,22	9,33	12,44	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76	15,76
Мкр. В-5	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Мкр. «Медгородок», ул. Мира, 7а	0,00	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	0,00	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Мкр. В-8, пр. Мира	1,60	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56	0,00	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Жуковское шоссе, 17	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
В-9, К.Маркса, 64а	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51
Всего по Старому городу, в т.ч.:	51,33	50,60	49,87	49,14	48,41	47,68	46,95	46,22	45,49	44,76	44,03	44,03
Существующие потребители Старого города	51,33	50,60	49,87	49,14	48,41	47,68	46,95	46,22	45,49	44,76	44,03	44,03
Всего по северо-западной промышленной зоне, в т.ч.:	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Северо-западная промышленная зона	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ИТОГО	433,61	437,03	445,30	452,81	460,32	468,38	475,95	550,66	549,05	547,44	545,83	545,83

Таблица 16. Расчетный объем потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию

Район	Расход тепла на отопление, тыс. Гкал										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Северо-западная промышленная зона	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
Старый город	66,68	64,95	63,22	61,50	59,77	58,04	56,31	54,59	52,86	51,13	49,40
ЮЗР	85,63	84,89	83,79	82,69	81,59	80,49	79,39	78,29	77,19	76,09	74,99
Юго-восточной промышленная зона	87,78	87,78	87,78	87,78	87,78	87,78	87,78	258,97	258,97	258,97	258,97
Новый город, часть 1	157,05	156,61	156,02	155,43	154,84	154,25	153,65	153,06	152,47	151,88	151,29
Новый город, часть 2	144,05	150,23	163,09	174,84	186,60	199,09	211,11	210,90	210,69	210,48	210,26
ИТОГО	543,13	546,41	555,85	564,18	572,52	581,59	590,19	757,76	754,13	750,49	746,86

Таблица 17. Расчетный объем потребления тепловой энергии на ГВС

Район	Расход тепла на ГВС, тыс. Гкал										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Северо-западная промышленная зона	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Старый город	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76	54,76
ЮЗР	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75	68,75
Юго-восточной промышленная зона	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	6,98	6,98	6,98	6,98
Новый город, часть 1	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96	131,96
Новый город, часть 2	131,71	134,76	141,15	147,15	153,16	159,52	165,35	165,35	165,35	165,35	165,35
ИТОГО	389,92	392,97	399,37	405,37	411,37	417,73	423,57	427,94	427,94	427,94	427,94

Таблица 18. Суммарный расчетный объем потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС

Район	Расход тепла на ГВС, тыс. Гкал										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Северо-западная промышленная зона	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Старый город	121,44	119,71	117,98	116,25	114,53	112,80	111,07	109,34	107,62	105,89	104,16
ЮЗР	154,39	153,65	152,55	151,45	150,35	149,25	148,15	147,05	145,95	144,85	143,74
Юго-восточной промышленная зона	90,38	90,38	90,38	90,38	90,38	90,38	90,38	265,95	265,95	265,95	265,95
Новый город, часть 1	289,01	288,57	287,98	287,39	286,80	286,21	285,61	285,02	284,43	283,84	283,24
Новый город, часть 2	275,76	284,99	304,24	322,00	339,75	358,61	376,47	376,25	376,04	375,83	375,62
ИТОГО	933,05	939,38	955,22	969,55	983,89	999,32	1013,76	1185,70	1182,06	1178,43	1174,80

Увеличение объема потребления тепловой энергии суммарно по всем объектам территориального деления за период 2019 – 2029 гг. составит 241,59 тыс. Гкал, в том числе увеличение потребление энергии на нужды отопления и вентиляции – 203,57 тыс. Гкал, увеличение потребления на ГВС – 38,02 тыс. Гкал.

Планируемый прирост нагрузки суммарно по всем объектам территориального деления за период 2019 – 2029 гг. составит 112,22 Гкал/ч, в том числе прирост нагрузки на отопление и вентиляцию – 93,24 Гкал/ч, увеличение нагрузки на ГВС – 18,98 Гкал/ч.

На рисунке 8 представлен планируемый рост тепловой нагрузки суммарно по объектам территориального деления за период 2019 – 2029 гг.

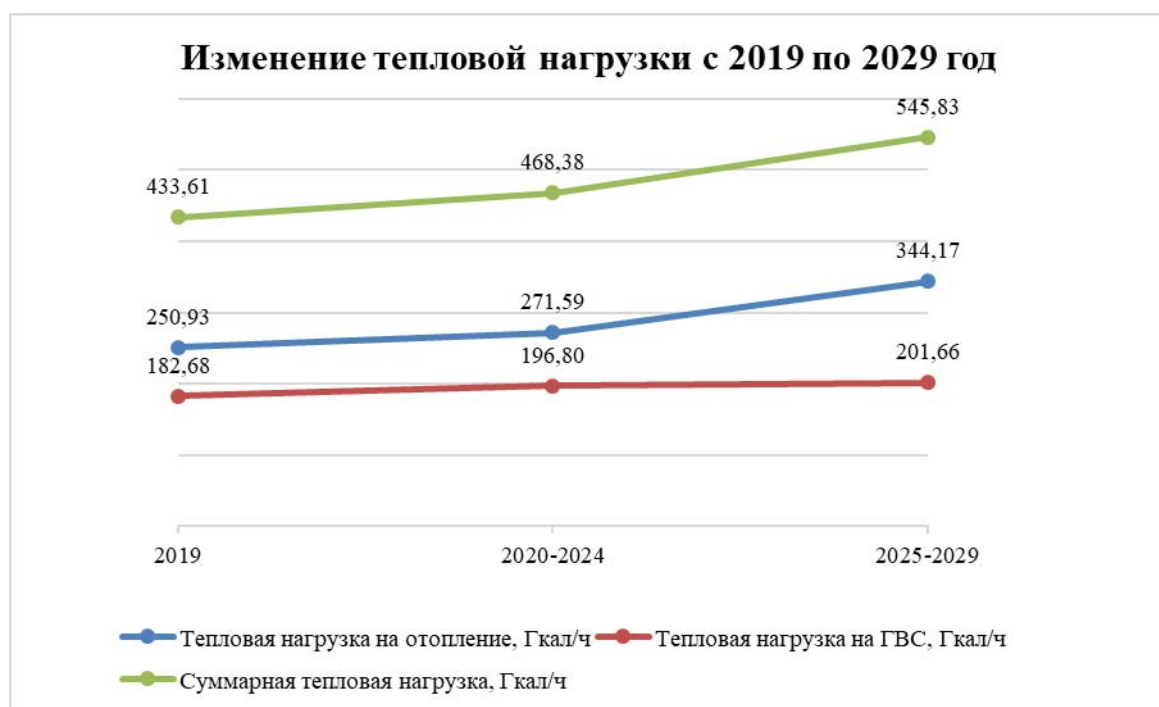


Рисунок 8. Прирост тепловой нагрузки с 2019 по 2029 год

В целом по г. Волгодонску к концу расчетного периода вследствие увеличения численности населения и прироста строительных фондов и, несмотря на уменьшение удельных расходов на тепловую энергию на отопление в соответствии с требованиями энергетической эффективности, установленными в Постановлении Правительства РФ от 25.01.2011 №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», наблюдается увеличение объема

потребления тепловой энергии. В данном постановлении в процентном соотношении указано, насколько должны снижаться удельные расходы тепловой энергии. Следовательно, пропорционально удельным расходам снижаются и объемы потребления тепловой энергии. С другой стороны, растут численность населения и площади строительных фондов, и объемы потребления тепловой энергии так же должны увеличиваться. Результат же расчета зависит от совокупности этих факторов.

Прирост или уменьшение итогового значения объема потребления тепловой энергии зависит, в конечном счете, от того, какая из этих величин изменяется быстрее.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблицах 19 - 21.

Таблица 19. Расход теплоносителя на отопление и вентиляцию, т/ч

Район	Расход теплоносителя на отопление и вентиляцию, т/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Северо-западная промышленная зона	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78	18,78
Старый город	626,34	610,11	593,88	577,66	561,43	545,20	528,98	512,75	496,52	480,30	464,07
ЮЗР	868,62	861,15	849,99	838,82	827,66	816,50	805,34	794,18	783,01	771,85	760,69
Юго-восточной промышленная зона	847,93	847,93	847,93	847,93	847,93	847,93	847,93	2501,71	2501,71	2501,71	2501,71
Новый город, часть 1	1589,95	1585,52	1579,52	1573,53	1567,54	1561,54	1555,55	1549,55	1543,56	1537,57	1531,57
Новый город, часть 2	1624,58	1694,28	1839,32	1971,88	2104,43	2245,33	2380,93	2378,54	2376,14	2373,75	2371,35
ИТОГО:	5576,21	5617,76	5729,42	5828,60	5927,77	6035,28	6137,50	7755,50	7719,73	7683,95	7648,17

Таблица 20. Расход теплоносителя на горячее водоснабжение, т/ч

Район	Расход теплоносителя на отопление и вентиляцию, т/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Северо-западная промышленная зона	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
Старый город	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37	514,37
ЮЗР	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42	697,42
Юго-восточной промышленная зона	25,19	25,19	25,19	25,19	25,19	25,19	25,19	67,41	67,41	67,41	67,41
Новый город, часть 1	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90	1335,90
Новый город, часть 2	1485,40	1519,80	1591,93	1659,62	1727,30	1799,05	1864,86	1864,86	1864,86	1864,86	1864,86
ИТОГО:	4059,61	4094,01	4166,14	4233,83	4301,52	4373,26	4439,07	4481,30	4481,30	4481,30	4481,30

Таблица 21. Суммарный расход теплоносителя на отопление, вентиляцию и ГВС, т/ч

Район	Расход теплоносителя на отопление и вентиляцию, т/ч											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Северо-западная промышленная зона	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11	20,11
Старый город	1140,71	1124,48	1108,26	1092,03	1075,80	1059,58	1043,35	1027,12	1010,90	994,67	978,44	
ЮЗР	1566,04	1558,57	1547,40	1536,24	1525,08	1513,92	1502,75	1491,59	1480,43	1469,27	1458,11	
Юго-восточной промышленная зона	873,12	873,12	873,12	873,12	873,12	873,12	873,12	2569,12	2569,12	2569,12	2569,12	
Новый город, часть 1	2925,86	2921,42	2915,43	2909,43	2903,44	2897,45	2891,45	2885,46	2879,46	2873,47	2867,48	
Новый город, часть 2	3109,98	3214,08	3431,25	3631,49	3831,73	4044,38	4245,79	4243,39	4241,00	4238,61	4236,21	
<i>ИТОГО:</i>	9635,82	9711,78	9895,57	10062,43	10229,29	10408,55	10576,58	12236,80	12201,02	12165,24	12129,47	

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

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в расчетных элементах территориального деления подробно представлены в п. 2.5.

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, 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 протяженностью и малыми диаметрами в зонах индивидуального устройства, а также большими тепловыми потерями при передаче теплоносителя, соразмерными с количеством тепла, необходимого конечному потребителю. Опираясь на рекомендации Минрегионразвития, данной Схемой теплоснабжения предлагается осуществлять теплоснабжение всей перспективной индивидуальной застройки города за счет индивидуальных источников теплоснабжения.

Результаты расчетов тепловой нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС индивидуальной перспективной застройки города представлены в таблицах 22-24.

Таблица 22. Перспективные тепловые нагрузки в зонах индивидуального теплоснабжения на отопление и вентиляцию

Район	Тепловая нагрузка на ОВ, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	0,00	0,00	0,00	2,11	4,22	6,33	8,44	10,55	12,66	14,77	16,87
Старая часть города, район Ростовского шоссе (комплексная застройка)	0,00	0,00	0,00	2,11	4,22	6,33	8,44	10,55	12,66	14,77	16,87
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	0,00	4,46	6,98	8,13	8,95	9,36	10,16	10,16	10,16	10,16	10,16
Мкр. В-Е, пр. Мира	0,00	1,50	2,32	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Мкр. В-23, пр. Лазоревый	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Мкр. В-24, ул. Индустриальная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,23	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Мкр. В-25, ул. Индустриальная	0,00	0,45	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Мкр. В-14, Ул. Индустриальная	0,00	0,24	0,35	0,68	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Мкр. В-10, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,00	1,97	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Мкр. В-26	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,27	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Мкр. В-22	0,00	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
ИТОГО	0,00	4,46	6,98	10,24	13,17	15,69	18,60	20,71	22,82	24,93	27,03

Таблица 23. Перспективные тепловые нагрузки в зонах индивидуального теплоснабжения на ГВС

Район	Тепловая нагрузка на ГВС, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	0,00	0,00	0,00	1,06	2,12	3,17	4,23	5,29	6,35	7,41	8,46
Старая часть города, район Ростовского шоссе (комплексная застройка)	0,00	0,00	0,00	1,06	2,12	3,17	4,23	5,29	6,35	7,41	8,46
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	0,00	1,86	2,89	3,42	3,73	3,87	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Мкр. В-Е, пр. Мира	0,00	0,64	0,98	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Мкр. В-23, пр. Лазоревый	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Мкр. В-24, ул. Индустриальная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,08	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Мкр. В-25, ул. Индустриальная	0,00	0,18	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Мкр. В-14, Ул. Индустриальная	0,00	0,10	0,15	0,28	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Мкр. В-10, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,00	0,83	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Мкр. В-26	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,10	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Мкр. В-22	0,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
ИТОГО	0,00	1,86	2,89	4,47	5,84	7,05	8,32	9,38	10,44	11,50	12,56

Таблица 24. Суммарные перспективные тепловые нагрузки в зонах индивидуального теплоснабжения на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Район	Тепловая нагрузка на ОВ и ГВС, Гкал/ч										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	0,00	0,00	0,00	3,17	6,33	9,50	12,67	15,84	19,00	22,17	25,34
Старая часть города, район Ростовского шоссе (комплексная застройка)	0,00	0,00	0,00	3,17	6,33	9,50	12,67	15,84	19,00	22,17	25,34
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	0,00	6,32	9,87	11,55	12,68	13,23	14,25	14,25	14,25	14,25	14,25
Мкр. В-Е, пр. Мира	0,00	2,14	3,30	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
Мкр. В-23, пр. Лазоревый	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Мкр. В-24, ул. Индустриальная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,31	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Мкр. В-25, ул. Индустриальная	0,00	0,63	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Мкр. В-14, Ул. Индустриальная	0,00	0,34	0,50	0,96	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Мкр. В-10, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,00	2,79	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43	4,43
Мкр. В-26	0,00	0,00	0,00	0,06	0,12	0,37	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Мкр. В-22	0,00	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
ИТОГО	0,00	6,32	9,87	14,71	19,01	22,73	26,92	30,09	33,26	36,42	39,59

Анализ таблицы 24 показывает, что в перспективе наибольший расход тепловой энергии на теплоснабжение индивидуальной застройки ожидается в Старой части города, районе Ростовского шоссе, где предполагается развивать индивидуальную застройку на общей площади в 364,4 га.

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

В настоящий момент производственное предприятие ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» рассматривает возможность перспективного подключения к централизованной системе теплоснабжения г. Волгодонска.

Согласно обращению ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» (ныне ООО «Волгодонская тепловая генерация») (письмо от 13.03.2013 №СГЭ-153), перспективная подключенная тепловая нагрузка составит 76,32 Гкал/ч. Предполагается, что подключение предприятия будет осуществлено 2026 году.

Подключение иных производственных мощностей на период действия настоящей Схемы не ожидается.

Предполагается, что все перспективные производственные потребители тепловой энергии будут оборудоваться собственными источниками тепловой энергии.

2.7. Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Перечень объектов, подключенных с момента разработки схемы, представлен в п.2.1 настоящей главы.

2.8. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

Согласно утвержденной схеме теплоснабжения планируемое увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства ожидалось на уровне 5772,57 тыс. м² к расчетному сроку (к 2029 году).

Актуализированной схемой теплоснабжения предусмотрено сохранение увеличения площадей строительных фондов за счет нового строительства в размере 5772,57 тыс. м² к расчетному сроку (представлено в таблице 6 п. 2.2).

2.9. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

В таблице 25 приведены значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.

Таблица 25. Тепловые нагрузки на коллекторах

Показатель	Ед. измерения	Источник	
		Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
Нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	404,45	62,85

2.10. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летние периоды представлены в таблице 26.

Таблица 26. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летние периоды

Период	Ед. измерения	Источник	
		Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
Летний	т/ч	4139,19	-
Отопительный	т/ч	13481,67	2095,00

Глава 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 8.0.

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

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

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

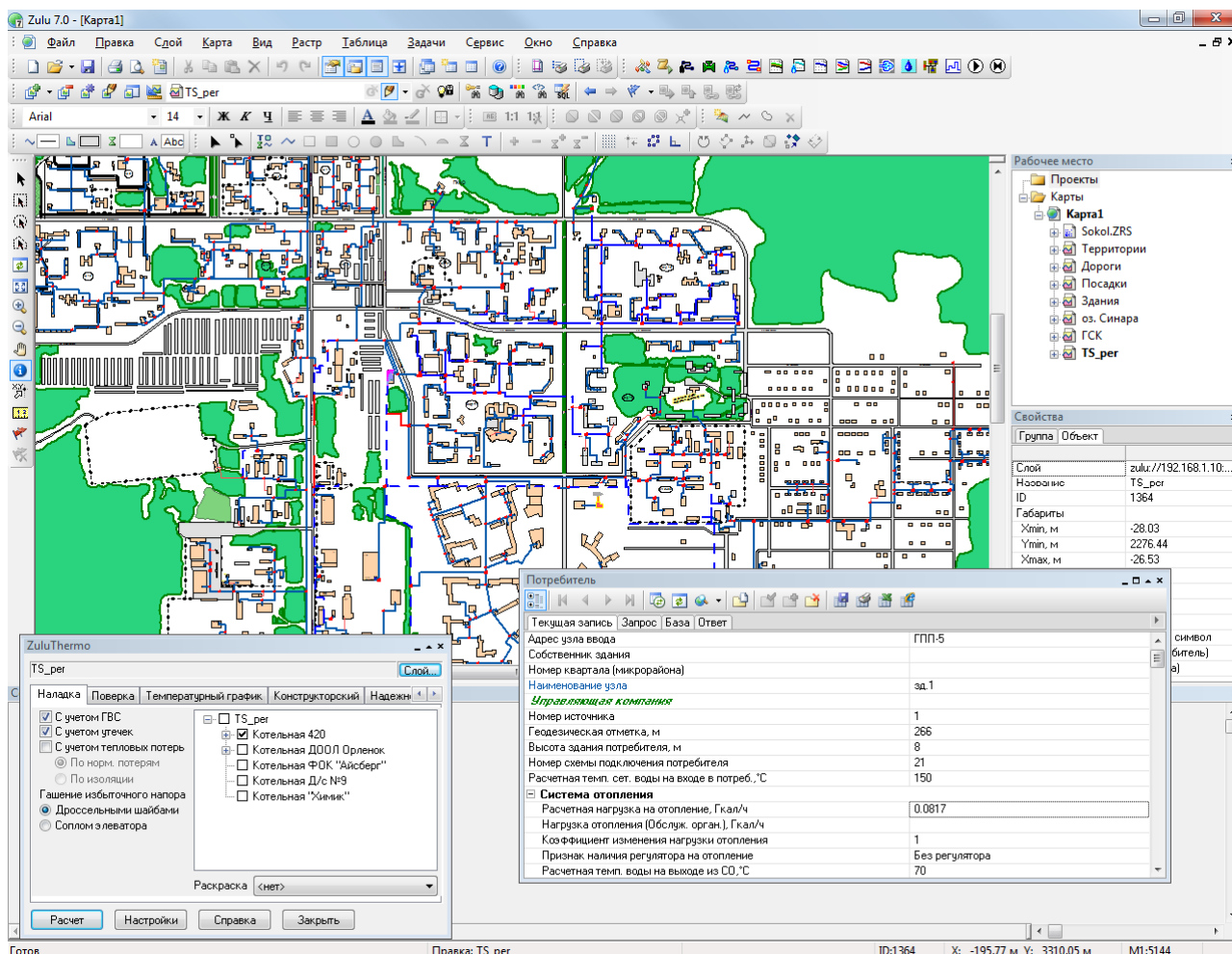


Рисунок 9. Внешний вид электронной модели

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

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением

к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

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

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

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

В настоящий момент продукт существует в следующих вариантах:

- ZuluThermo - расчеты тепловых сетей для ГИС Zulu,
- ZuluArcThermo - расчеты тепловых сетей для ESRI ArcGIS,
- ZuluNetTools - ActiveX-компоненты для расчетов инженерных сетей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети,
- Паспортизация объектов сети,
- Наладочный расчет тепловой сети,
- Поверочный расчет тепловой сети,
- Конструкторский расчет тепловой сети,
- Расчет требуемой температуры на источнике,
- Коммутационные задачи,
- Построение пьезометрического графика,
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию,
- Построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

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.

Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе,
- линия давления в обратном трубопроводе,
- линия поверхности земли,
- линия потерь напора на шайбе,
- высота здания,
- линия вскипания,
- линия статического напора.

Цвет и стиль линий задается пользователем.



Рисунок 10. Пьезометрический график (пример построения в программном комплексе Zulu)

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

Пьезометрические графики представлены в Приложении к Обосновывающим материалам (Приложение 7).

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

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

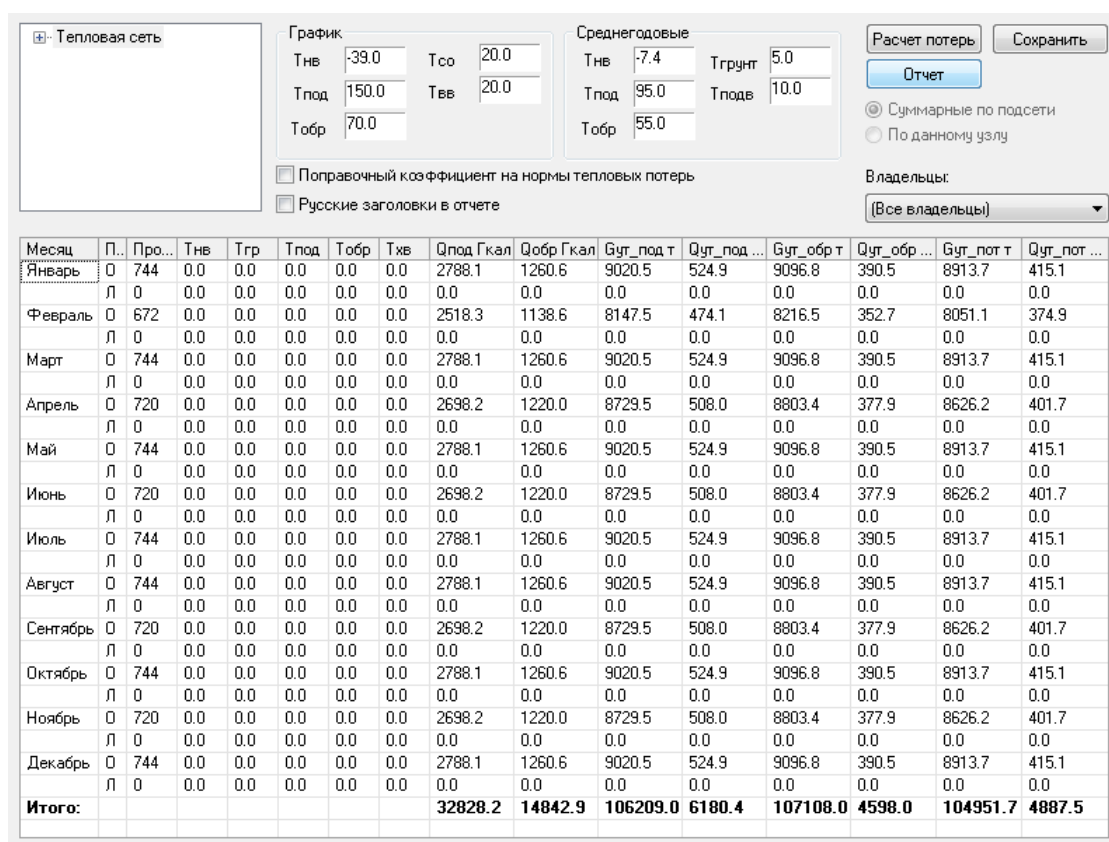


Рисунок 11. Расчет нормативных тепловых потерь

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов

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

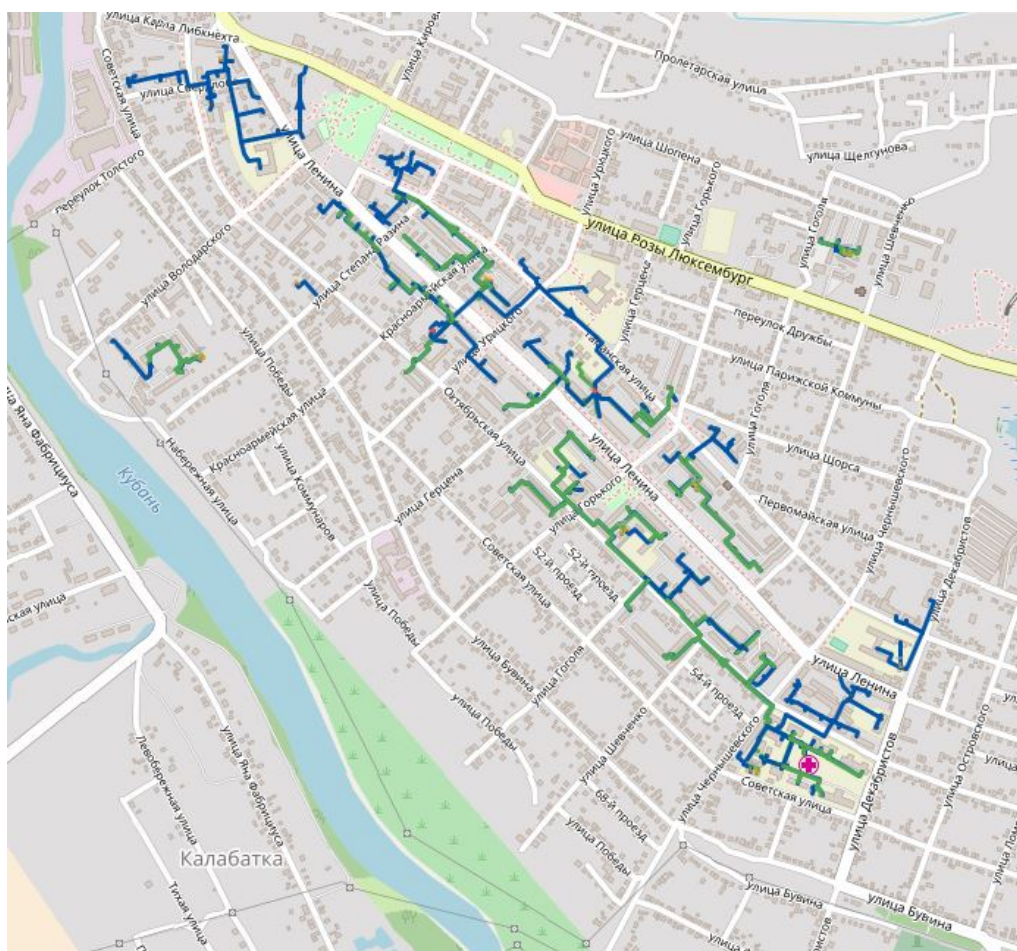


Рисунок 12. Изображение тепловой сети на карте с привязкой к местности

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

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

Система предлагает набор predefined систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта

возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

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

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

Следует отметить, что электронная модель, предоставленная заказчиком, была выполнена в локальной (местной) системе координат.

3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

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

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

Источник

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

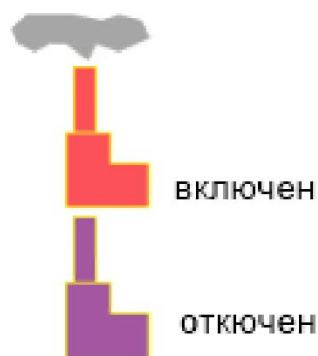


Рисунок 13. Условное изображение источника

Участок

Участок – это линейный объект, на котором не меняются:

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

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

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

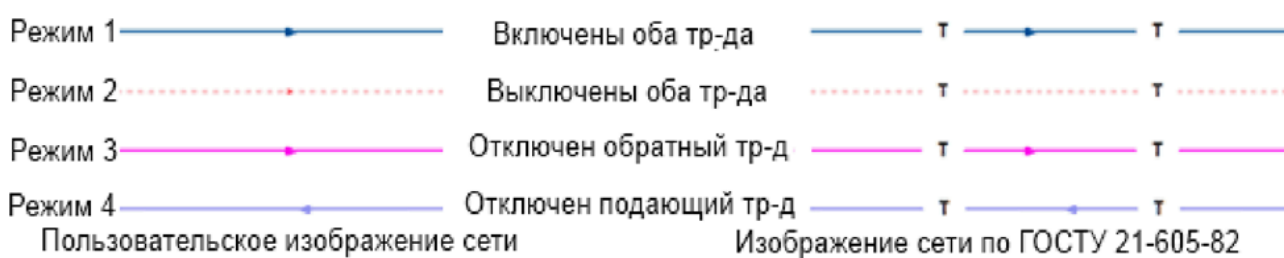


Рисунок 14. Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

Узел

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

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке 3.4.

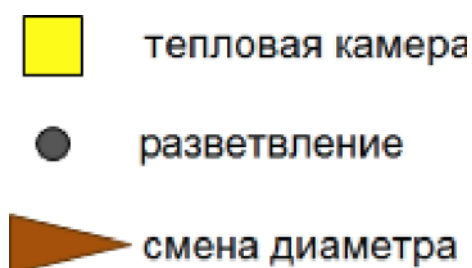


Рисунок 15. Условное изображение узловых объектов

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

Центральные тепловые пункты

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

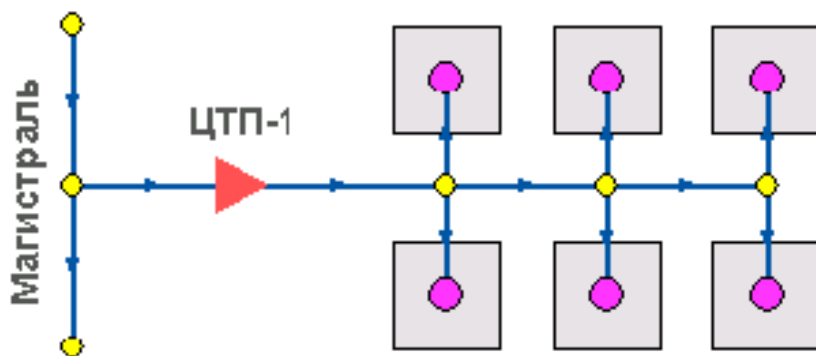


Рисунок 16. Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рис 3.6. «Подключение трубопровода ГВС».

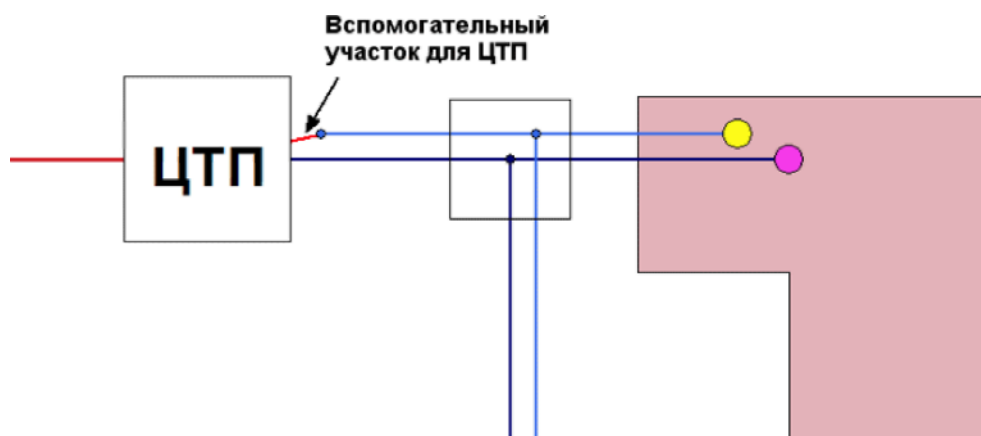


Рисунок 17. Подключение трубопровода ГВС

Потребитель

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



Рисунок 18. Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха. В однолинейном представлении потребитель — это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

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

Обобщенный потребитель

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

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

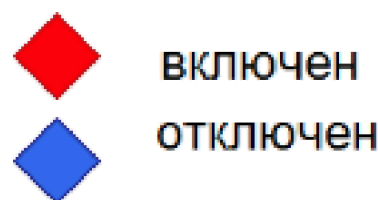


Рисунок 19. Изображение обобщенного потребителя

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

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя. То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.



Рисунок 20. Варианты включения обобщенных потребителей
Задвижка

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

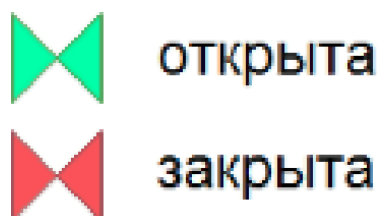


Рисунок 21. Условное изображение задвижки

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

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

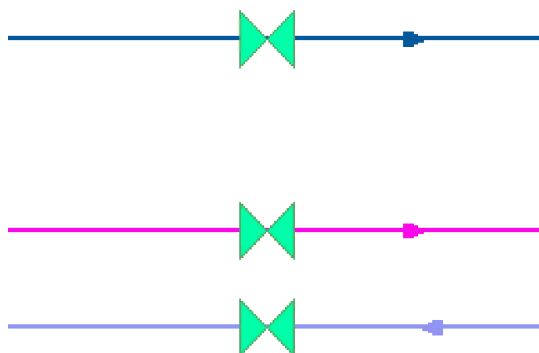


Рисунок 22. Однолинейное и внутреннее представление задвижки
Перекрытка

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

Условное обозначение перекрытки в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

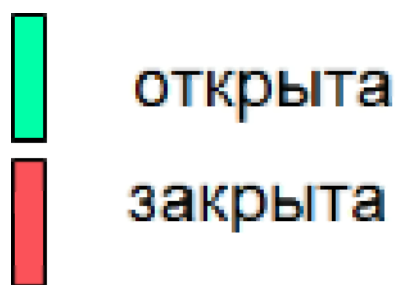


Рисунок 23. Условное представление перекрытки

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

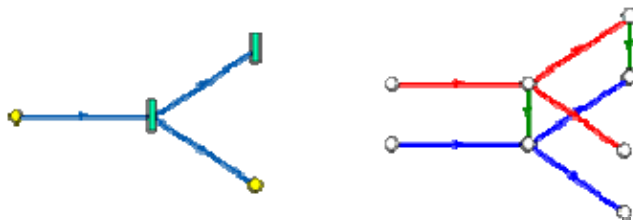


Рисунок 24. Перемычка

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

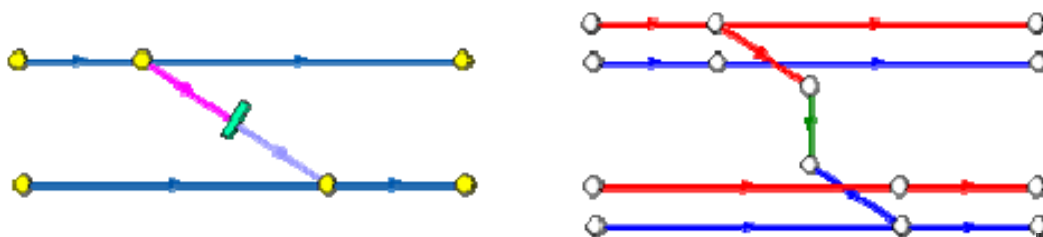


Рисунок 25. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

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

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



Рисунок 26. Насосная станция

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

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

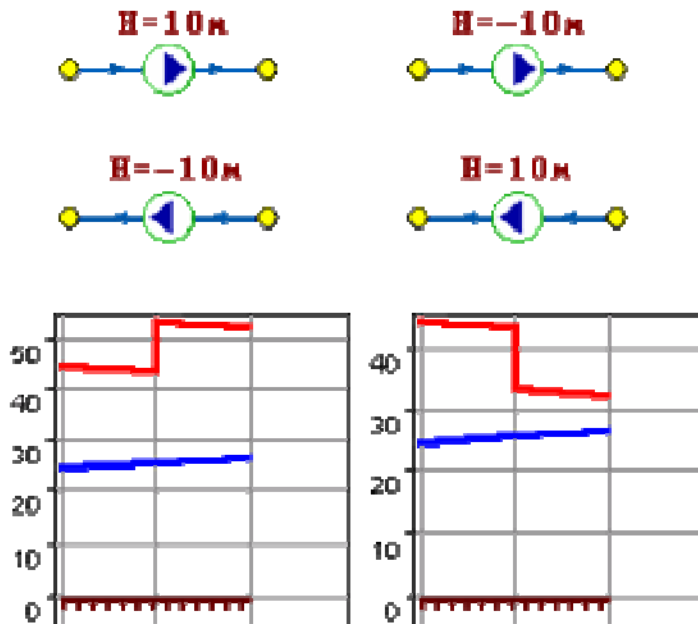


Рисунок 27. Пьезометрические графики

На рисунке 3.16. видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора, влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его QH характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса.

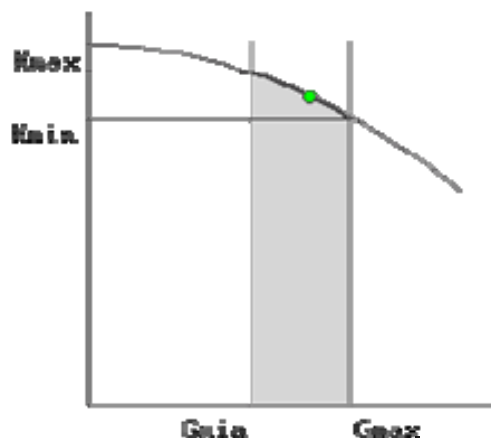


Рисунок 28. Напорно-расходная характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от расхода. Следует отметить, что характеристика, задаваемая таким образом, может отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают. Для описания нескольких параллельно работающих насосов достаточно задать их количество, и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке — это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

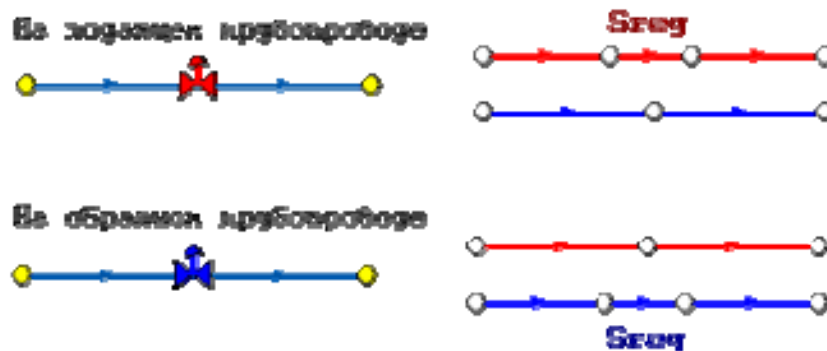


Рисунок 29. Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба — это символичный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая. Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.



Вычисляемая шайба



Устанавливаемая шайба

Рисунок 30. Условное представление шайбы

На рисунке ниже видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

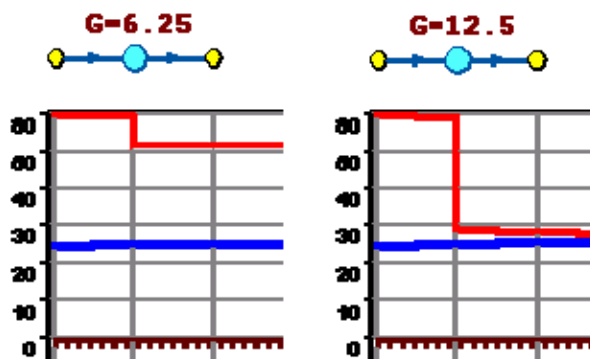


Рисунок 31. Характеристики дроссельных шайб

Регулятор давления

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

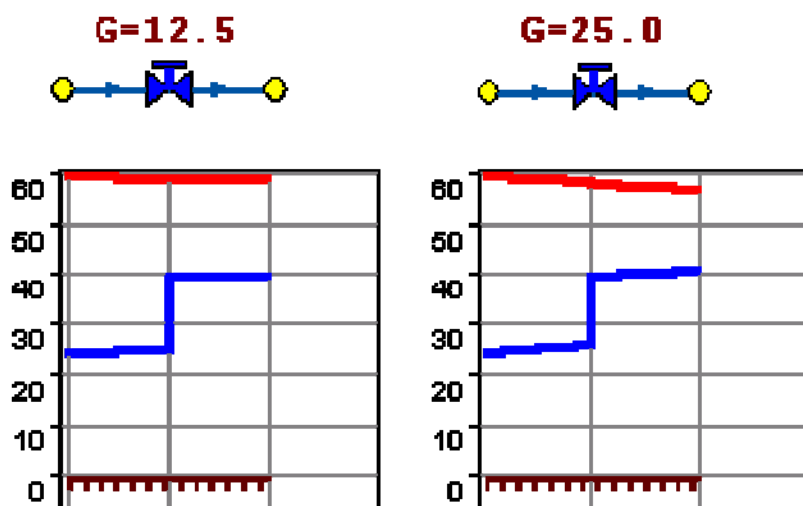


Рисунок 32. Регулятор давления

На рисунке 3.21. показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

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

Регулятор располагаемого напора

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

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

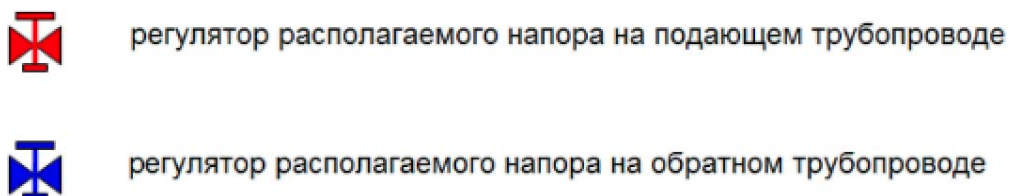


Рисунок 33. Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

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

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

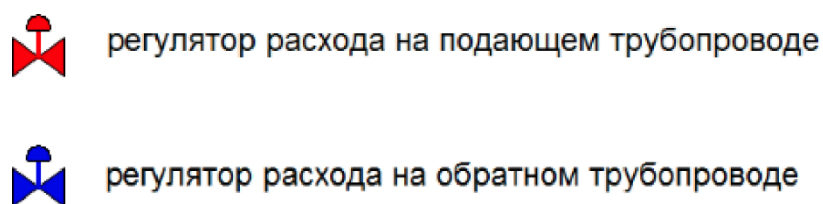


Рисунок 34. Условное представление регуляторов расхода

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

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

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

3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

Расчет температурного графика

Целью расчета является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

Расчет надежности

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

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

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

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

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

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

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

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

- включение/выключение;
- дросселирование;
- изменение частоты вращения привода.

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

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

Для регуляторов давления и расхода переключением является изменение уставки.

Для потребителей переключением является любое из следующих действий:

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

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

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

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

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

3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью данного расчета является расчет существующих и перспективных потребностей в тепловой энергии потребителей в каждом субъекте округа, с целью установления доли полезного отпуска тепловой энергии в сеть и значений потерь энергии.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

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

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

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

Расчет нормативных тепловых потерь

Тепловая сеть
 Котельная №1
 ЦТП - 3
 ЦТП - 3 (ГВС)
 ЦТП - 1
 ЦТП - 1 (ГВС)
 ЦТП - 2
 ЦТП - 2 (ГВС)

График
 Тнв -26.0 Тсо 95.0
 Тпод 150.0 Тее 20.0
 Тобр 70.0

Среднегодовые
 Тнв -5,5 Тгрунт 2.0
 Тпод 62.0 Тгод 10.0
 Тобр 49.0

Расчет потерь Сохранить
 Отчет Копировать
 Суммарные по подсети
 По данному узлу
 Владелец:
 (Все владельцы)

Месяц	П..	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тжв	Qпод Гкал	Qобр Гкал	Qут_под т	Qут_под ...	Qут_обр т	Qут_обр ...	Qут_пот т	Qут_пот ...
Январь	О	744	-7.8	0.0	102.6	54.2	5.0	96.7	41.5	186.2	18.2	192.0	9.4	320.8	18.7
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Февраль	О	672	-7.8	0.0	102.6	54.2	0.0	87.4	37.4	168.2	17.3	173.4	9.4	289.7	20.8
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Март	О	744	-3.9	0.0	92.1	50.5	0.0	88.0	37.7	187.7	17.3	192.4	9.7	320.8	16.3
	Л	0	-3.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Апрель	О	720	3.1	0.0	72.8	43.5	0.0	69.4	29.8	183.9	13.4	186.7	8.1	310.4	15.8
	Л	0	3.1	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Май	О	4	9.8	0.0	53.7	36.0	0.0	0.3	0.1	1.0	0.1	1.0	0.0	320.8	16.3
	Л	740	9.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.6	15.8	190.4	11.4	193.7	0.0	0.0	0.0
Июнь	О	0	15.0	0.0	37.9	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	310.4	15.8
	Л	720	15.0	0.0	60.0	0.0	0.0	64.8	15.4	185.3	11.1	188.5	0.0	0.0	0.0
Июль	О	0	17.8	0.0	28.7	24.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	17.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Август	О	0	16.0	0.0	34.7	27.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	16.0	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Сентябрь	О	700	10.9	0.0	50.5	34.6	0.0	49.4	21.2	181.0	9.1	182.2	6.3	310.4	15.8
	Л	20	10.9	0.0	60.0	0.0	0.0	1.8	0.4	5.1	0.3	5.2	0.0	0.0	0.0
Октябрь	О	744	4.9	0.0	67.8	41.5	0.0	67.4	28.9	190.6	12.9	193.1	8.0	320.8	16.3
	Л	0	4.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ноябрь	О	720	-0.3	0.0	82.3	47.0	0.0	77.2	33.1	182.9	15.0	186.4	8.8	310.4	15.8
	Л	0	-0.3	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Декабрь	О	744	-5.0	0.0	95.1	51.6	0.0	90.5	38.8	187.3	17.8	192.3	9.9	320.8	16.3
	Л	0	-5.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Итого:								893.5	331.8	2232.7	166.9	2276.4	69.7	3776.6	200.7

Рисунок 35. Результаты расчета потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

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

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

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

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения

исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

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

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования. Основным предназначением является калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений – коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах тепловой сети г.Волгодонска это приводит к значительным расхождениям результатов гидравлического расчета по «проектным» значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо. Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

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

- по всей базе данных описания тепловой сети;
- по одной из связанных компонент тепловой сети (тепловой зоне источника);

- по некоторой графической области, заданной произвольным многоугольником;
- вдоль выбранного пути.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора;

Цвет и стиль линий задается пользователем.

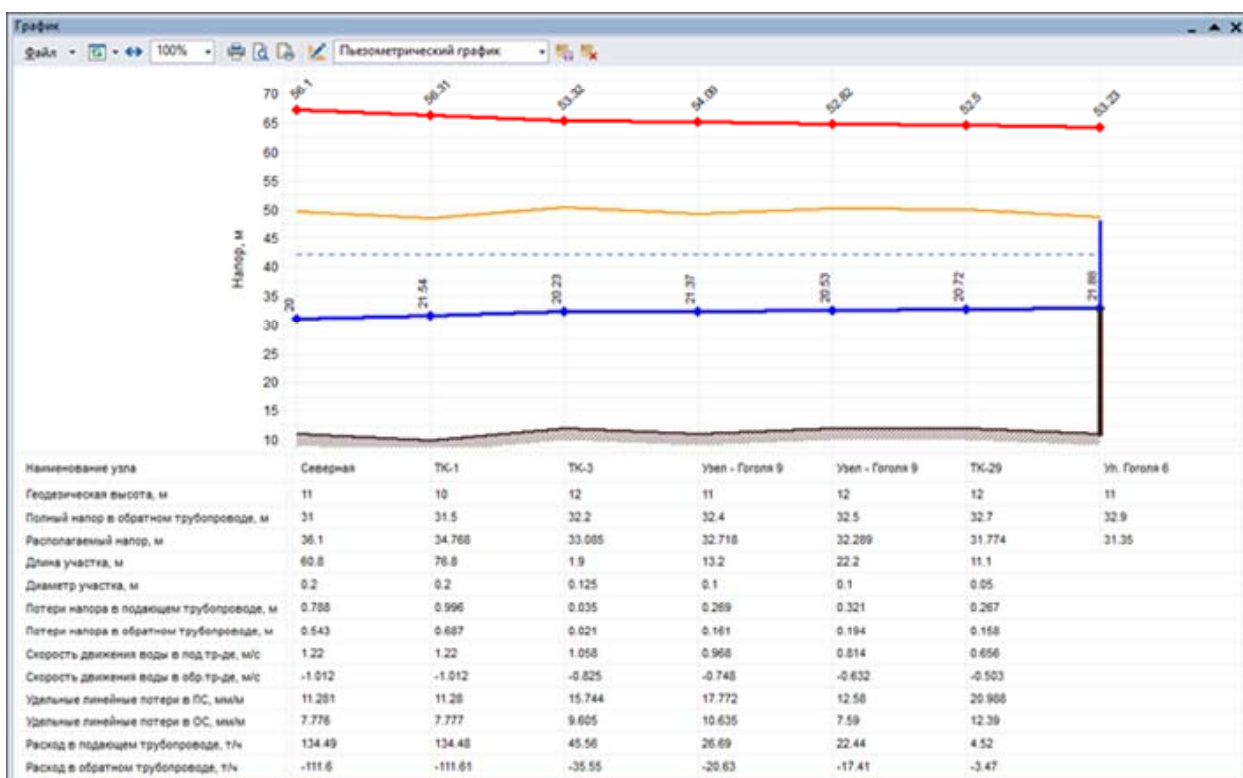


Рисунок 36. Пример пьезометрического графика

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей,

потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

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

Пьезометрические графики, существующих тепловых сетей, представлены в разделе 1.3.8. Пьезометрические графики, перспективных тепловых сетей представлены в разделе 4.2.

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

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по каждой зоне действия источника тепловой энергии г. Волгодонска по годам определяются с учетом следующего балансового соотношения:

$$Q_{р.м.и}^i - Q_{соб.н.}^i - Q_{рез.}^i = Q_{нагр.}^{2018} + Q_{прирост}^i + Q_{пот.тс}^i + Q_{лов.тс}^i \quad (1)$$

где,

$Q_{р.м.и}^i$ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{соб.н.}^i$ – затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{рез.}^i$ – резерв тепловой мощности источника тепловой энергии в рассматриваемом году, Гкал/ч.

$Q_{пот.тс}^i$ – потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{нагр.}^{2018}$ – тепловая нагрузка внешних потребителей в зоне действия источника тепловой энергии в отопительный период 2018 г., Гкал/ч;

$Q_{прирост}^i$ – прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет нового строительства объектов жилого и нежилого фонда в рассматриваемом году, Гкал/ч;

$Q_{лов.тс}^i$ – тепловая нагрузка объектов хозяйственных нужд в тепловых сетях в рассматриваемом году, Гкал/ч.

Тепловая нагрузка внешних потребителей на коллекторах ТЭЦ и котельных в i -ом году $Q_{кол.вн.}^i$ определяется следующим образом:

$$Q_{кол.вн.}^i = Q_{нагр.}^{2018} + Q_{прирост}^i + Q_{пот.тс}^i + Q_{лов.тс}^i \quad (2)$$

Актуализация перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки выполнена в следующем порядке:

1. Установлены перспективные тепловые нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии в соответствии с данными, приведенными в главе 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;

2. Составлены балансы существующей установленной, располагаемой, тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год прогнозируемого периода.

3. Определены дефициты (резервы) существующей располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии до конца прогнозируемого периода (до 2029 г.);

4. Установлены зоны развития г. Волгодонска с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной тепловой мощностью;

5. Составлены балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии;

6. В существующих зонах действия источников тепловой энергии с перспективной тепловой нагрузкой выполнено моделирование присоединения тепловой нагрузки в каждом кадастровом квартале к магистральным тепловым сетям.

7. Выполнен расчет гидравлического режима тепловых сетей с перспективными тепловыми нагрузками, для определения зон с недостаточными располагаемыми напорами у потребителей.

Тепловая нагрузка теплоиспользующих установок внешних потребителей, определяется по формуле:

$$Q_p^{вн} = \sum_{i=1}^n (Q_{от} + Q_{вен} + Q_{звс} + Q_{тех}) \quad (3)$$

где

n - количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям, Гкал/ч;

$Q_{от}$ - тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{вен}$ - тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{гвс}$ - тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения) i -го внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{тех}$ - тепловая нагрузка на технологические нужды i -го внешнего потребителя, Гкал/ч.

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия за каждый год прогнозируемого периода.

Балансы существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии (прогнозируемые в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения) определяются по балансам существующей тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и тепловой нагрузки на коллекторах источников, определяемых по формуле (2).

В таблице 27 представлены балансы существующей на базовый период 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, на каждый год расчетного периода.

Таблица 27. Баланс существующей тепловой мощности «нетто» и перспективной тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей тепловой мощности «нетто» в каждой из выделенных зон действия источника по этапам на период по 2029 г.

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»												
Тепловая нагрузка внешних потребителей	365,07	381,37	385,52	394,52	402,76	411,00	419,80	428,09	503,53	502,65	501,77	500,89
Тепловая нагрузка на коллекторах	404,45	420,75	424,90	433,90	442,14	450,38	459,18	467,47	542,91	542,03	541,15	540,27
Располагаемая тепловая мощность	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00	739,00
Тепловая мощность "нетто"	275,18	258,88	254,73	245,73	237,49	229,25	220,46	212,17	136,73	137,61	138,49	139,36
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	275,18	258,88	254,81	245,81	237,57	229,33	220,53	212,24	136,80	137,68	138,56	139,44
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»												
Тепловая нагрузка внешних потребителей	52,55	52,23	51,50	50,77	50,04	49,31	48,58	47,85	47,12	46,39	45,66	44,934
Тепловая нагрузка на коллекторах	62,85	62,53	61,80	61,07	60,34	59,61	58,88	58,15	57,42	56,69	55,96	55,23
Располагаемая тепловая мощность	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Тепловая мощность "нетто"	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности	36,91	37,2	37,9	38,7	39,4	40,1	40,9	41,6	42,3	43,1	43,8	44,5

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

В настоящий момент и в перспективе до 2029 года котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» будет иметь 1 магистральный вывод, по которому теплоноситель будет поставляться на нужды потребителей Северо-западной промышленной зоны, а также потребителям Старого города. Волгодонская ТЭЦ-2 будет иметь, как и в настоящий момент, 3 вывода:

1. I вывод – потребители тепловой энергии части 1 Нового города;
2. II вывод – потребители тепловой энергии части 2 Нового города и потребители Юго-восточной промышленной зоны;
3. III вывод – потребители ЮЗР.

Балансы тепловой мощности присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников теплоснабжения по каждому магистральному выводу представлены в таблице 28.

Таблица 28. Баланс тепловой мощности магистральных выводов

Наименование источника теплоснабжения	Наименование магистрального вывода	Подключенная тепловая нагрузка на 2018 год, Гкал/ч	Подключенная тепловая нагрузка на 2029 год, Гкал/ч
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	Вывод I	62,85	55,24
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	Вывод I	144,94	139,19
	Вывод II	182,17	330,32
	Вывод III	77,34	70,77
Всего по централизованной системе теплоснабжения:		404,45	540,27

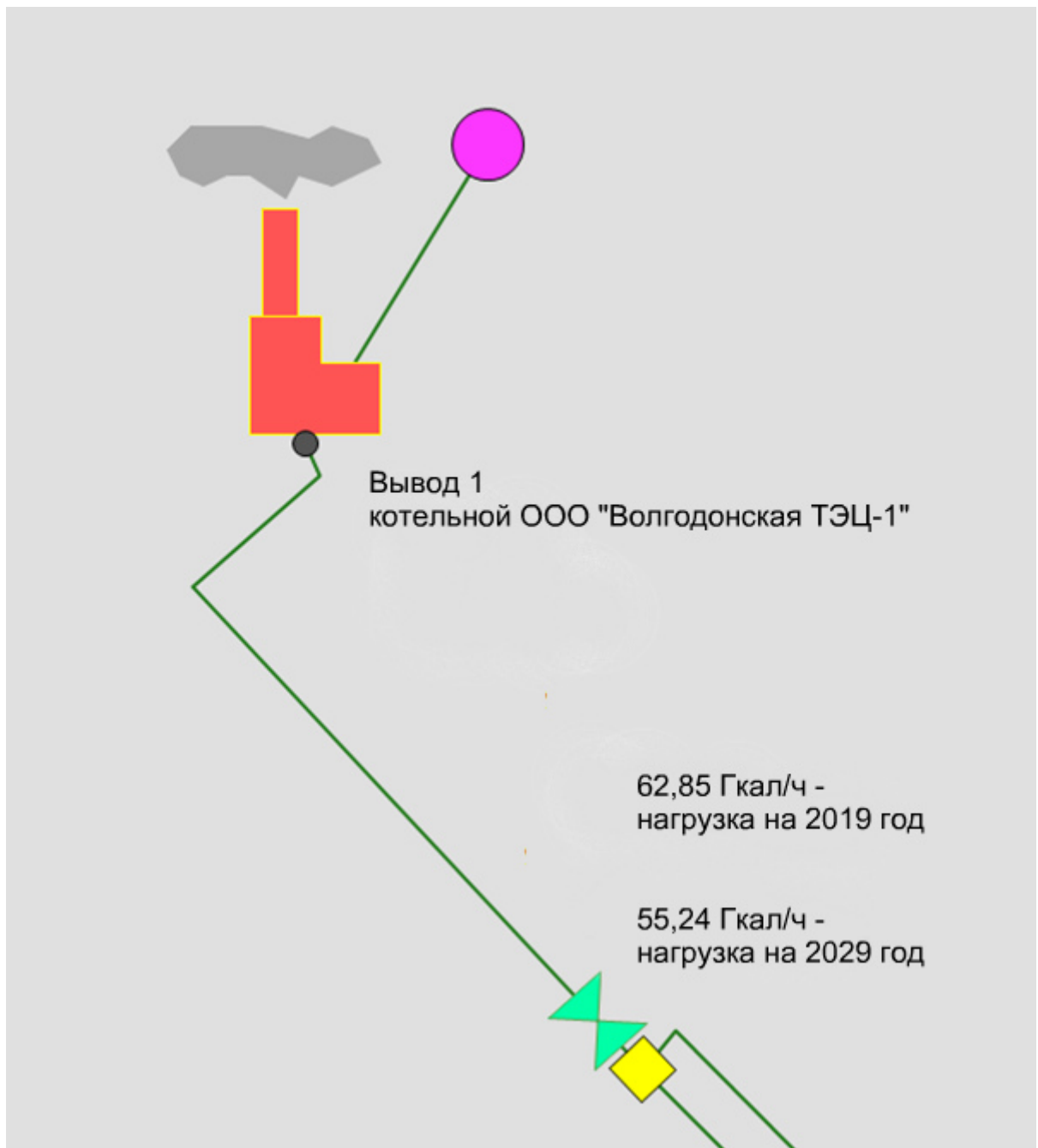


Рисунок 37. Магистральный вывод котельной ООО « Волгодонская ТЭЦ-1»

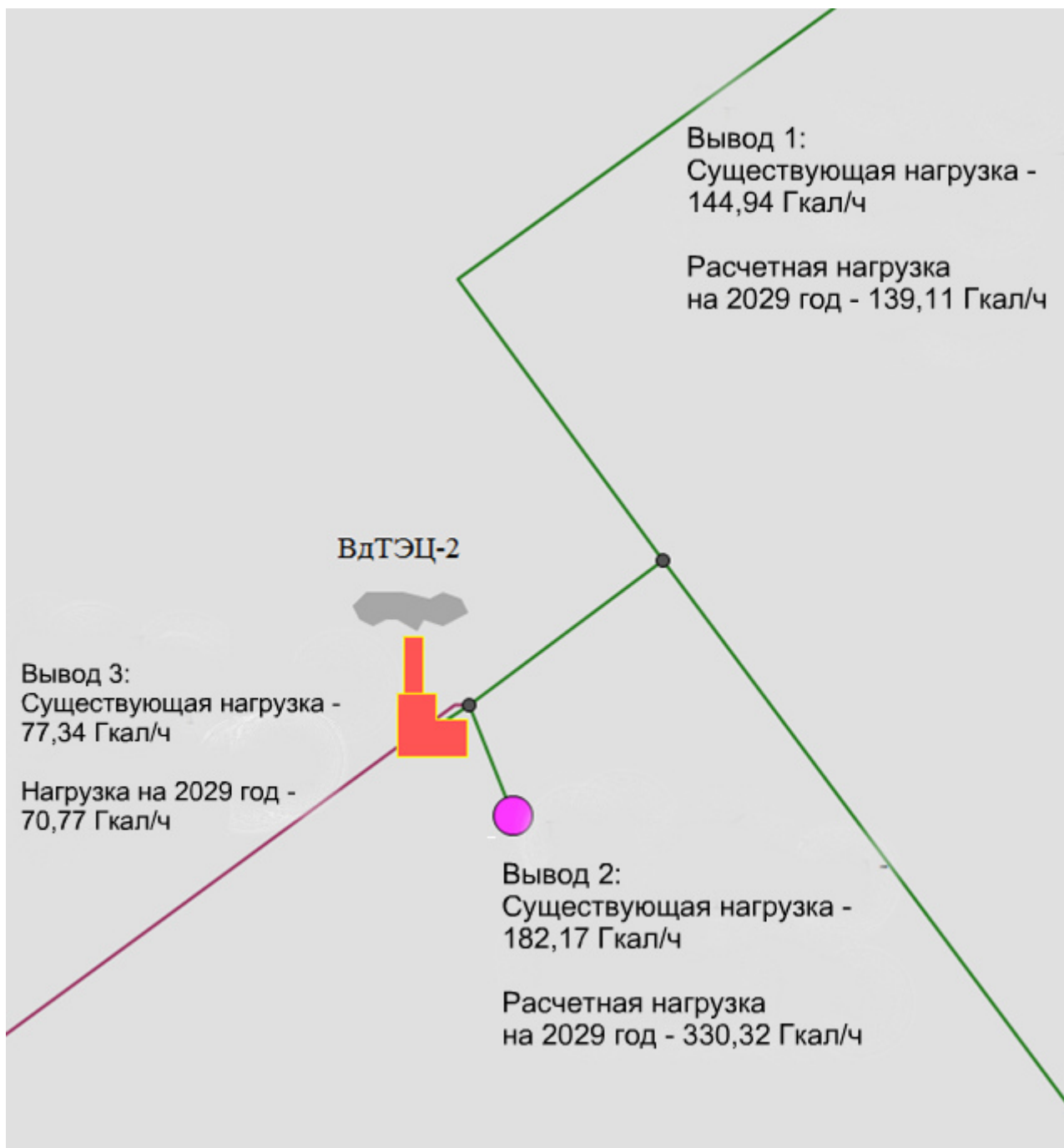


Рисунок 38. Магистральные выходы Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»

Динамика расчетной нагрузки на все магистральные выходы централизованных источников тепловой энергии г. Волгодонска на период с 2019 по 2029 год представлена на рисунке 39. Наиболее нагруженным из них является Вывод II Волгодонской ТЭЦ-2, к которому в перспективе планируется подключить основную часть новых (планируемых) потребителей.

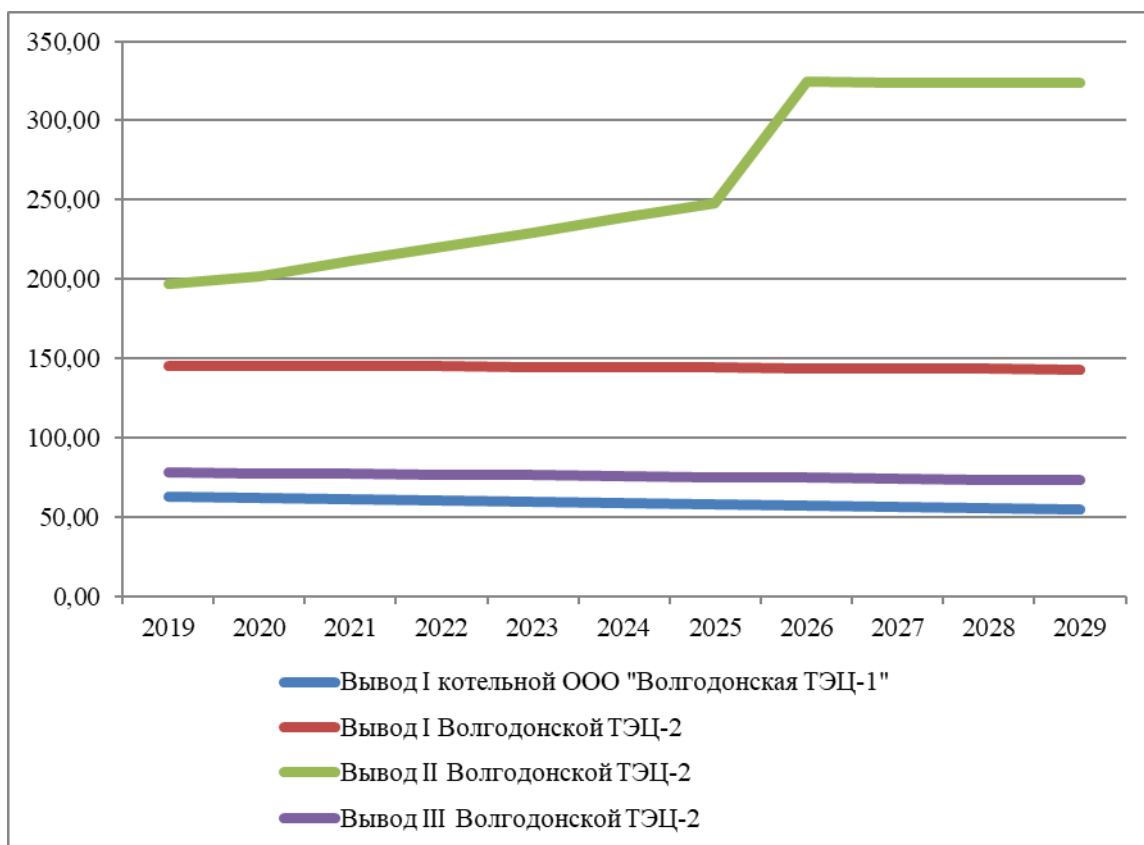


Рисунок 39. Динамика тепловых нагрузок на магистральные выходы источников тепловой энергии

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 систем теплоснабжения города Волгодонска.

Особенности программного комплекса ZuluThermo 8.0:

- выполнение расчетов по наладке системы централизованного теплоснабжения с подбором элеваторов, сопел, дросселирующих устройства и определением мест их установки.
- проведение годовых анализов состояния сети и эффективность ее работы.
- выявление перегруженных участков сети, лимитирующих пропускную способность.
- выполнение тепло-гидравлического расчета и анализ возможных последствий плановых переключений на магистральных сетях.
- моделирование аварийных ситуаций на сети и обоснование

мероприятий по минимизации последствий этих аварий.

- поиск задвижек, отключающих (изолирующих) аварийный участок тепловой сети.
- оценка влияния отключений на тепловую сеть и тепловую разрегулировку потребителей.
- определение зоны влияния источников, работающих на одну сеть.
- оценка влияния переключений при передаче части сетевой воды от одного источника к другому.
- выполнение расчетов по подбору диаметров трубопроводов вновь строящейся или реконструируемой тепловой сети.

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.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в РПК Zulu 8.0. Результаты расчета представлены в Приложении 3.

По результатам гидравлического расчета сделаны выводы:

- существующие тепловые сети обеспечивают передачу тепловой энергии в полном объеме, необходимом при расчетных параметрах наружного воздуха.
- для обеспечения тепловой энергией планируемых потребителей на расчетный период, необходимо перепрокладка тепловой сети, отработавшей свой ресурс;
- пропускная способность всех существующих тепловых сетей способна обеспечить перспективные нагрузки, перепрокладка тепловых сетей с увеличением диаметров труб не требуется.

Планируемые мероприятия по обеспечению перспективных потребителей тепловой энергией подробно описаны в главе 7.

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

Для полноценного анализа и возможности сделать вывод о наличии резервов или дефицитов тепловой производительности источников были произведены расчеты тепловых балансов на каждый год действия Схемы теплоснабжения. Результаты расчетов представлены в таблице 27 и рисунках 40 и 41.

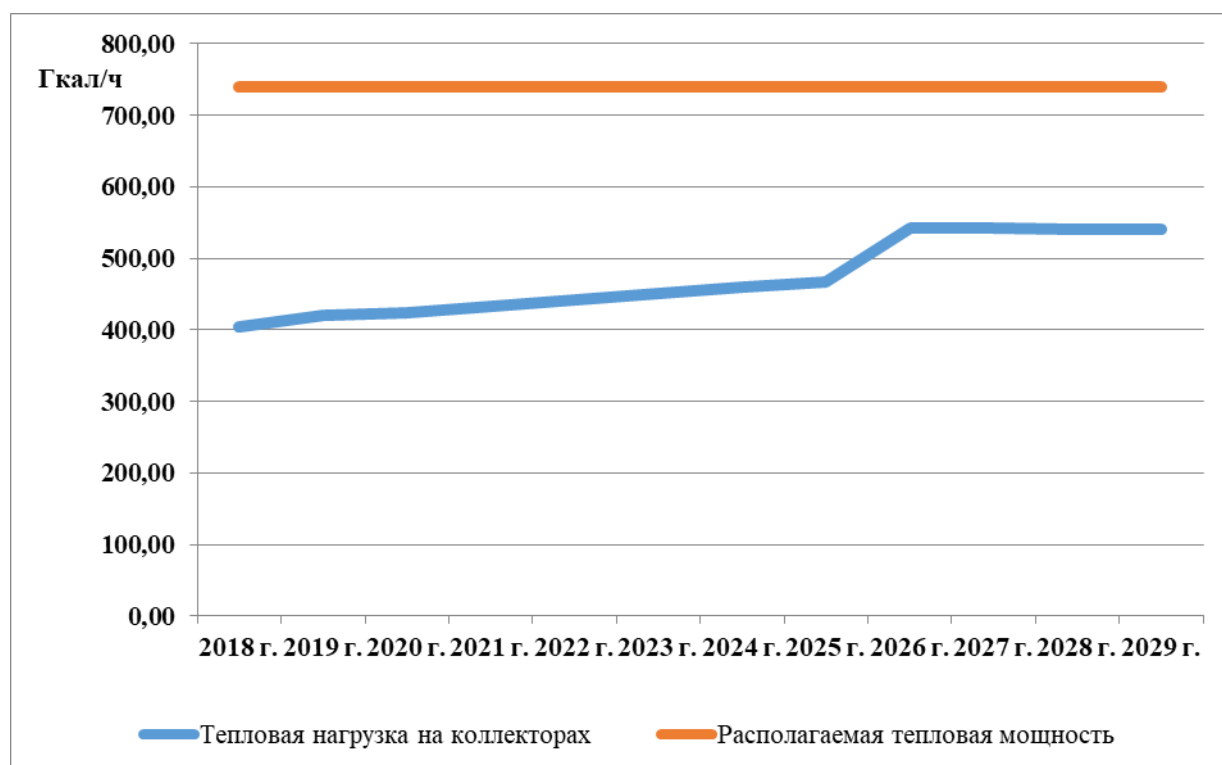


Рисунок 40. Тепловой баланс Волгоградской ТЭЦ-2 ООО «Волгоградская тепловая генерация» на 2018-2029 годы

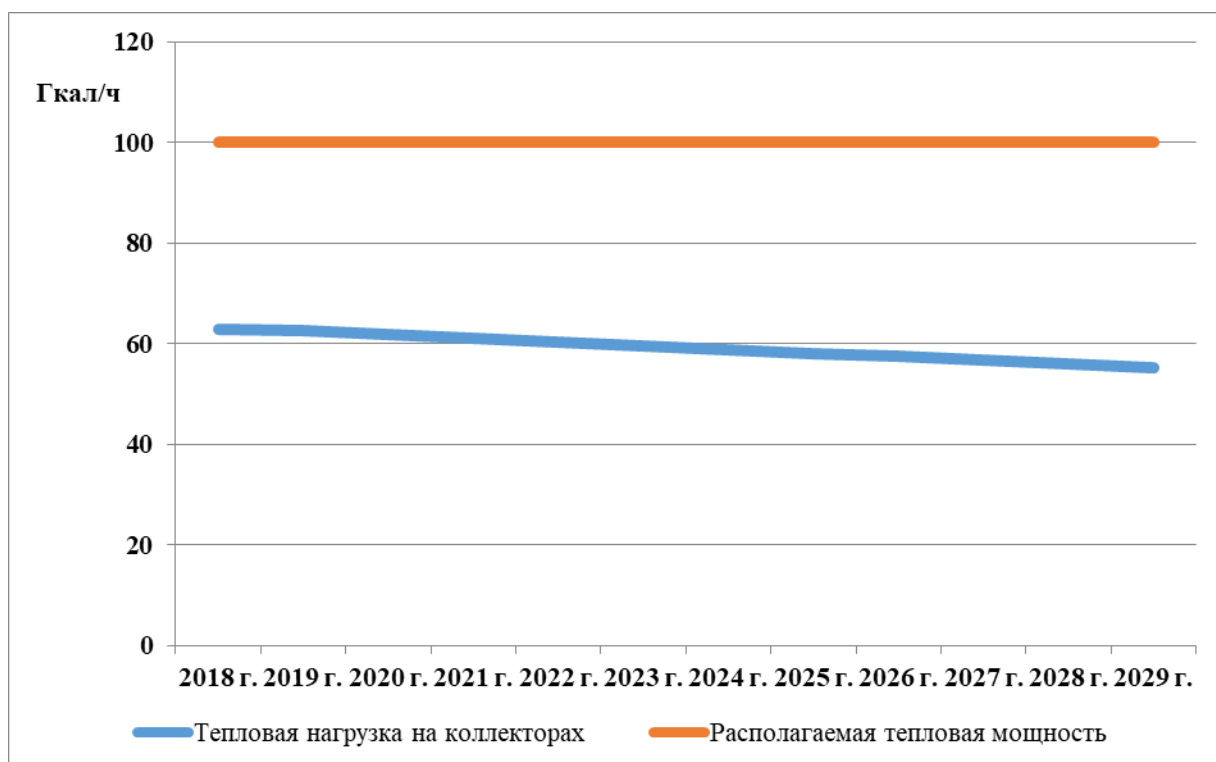


Рисунок 41. Тепловой баланс котельной ООО « Волгодонская ТЭЦ-1» на 2018-2029 годы

Анализ таблицы и рисунков показывает, что при сохранении существующей установленной мощности дефицита тепловой мощности ни на одном источнике г.Волгодонска в течение расчетного периода не предвидится. К 2029 году резерв тепловой мощности Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» составит 139,36 Гкал/ч, резерв тепловой мощности котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» - 44,5 Гкал/ч.

Глава 5. МАСТЕР ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

В настоящей главе осуществлен расчет перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии. При этом рассмотрены два варианта развития централизованной системы теплоснабжения г. Волгодонска.

1 вариант. Обеспечение части перспективной нагрузки от двух новых отопительных котельных.

Данный вариант предполагает строительство двух водогрейных отопительных газовых котельных: одна из них в районе Новый город («котельная Новый Город») и одна в Юго-Западном районе города («Юго-Западная котельная»). К данным источникам предполагается подключение вновь вводимых объектов-потребителей тепловой энергии, за исключением объектов точечной застройки.

Объекты точечной застройки, попадающие в существующую зону действия Волгодонской ТЭЦ-2, планируется подключить к уже имеющимся тепловым сетям, что повысит подключенную нагрузку ТЭЦ.

Также планируется удовлетворить запрос на подключение к Волгодонской ТЭЦ-2 производственных мощностей предприятия ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш», но после реализации комплекса мероприятий по приведению располагаемой тепловой мощности к установленной (после мероприятий по наращиванию располагаемой тепловой мощности).

Распределение приростов перспективных нагрузок между источниками, для 1 варианта развития СЦТС приведены в таблице ниже.

Таблица 29. Распределение приростов перспективных нагрузок с разбивкой по источникам для 1 варианта развития

№п/п	Район	Суммарная нагрузка Гкал/ч	Источник
1	Торговый комплекс, ул.Степная 22	0,400	Волгодонская ТЭЦ-2
2	ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	0,040	Волгодонская ТЭЦ-2
3	Завод Алпас, ул.Степная, 16а	0,086	Волгодонская ТЭЦ-2
4	ООО Полюшко, Пионерская, 140а	0,035	Волгодонская ТЭЦ-2
5	А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	0,070	Волгодонская ТЭЦ-2
6	кв. б/н (нужды ФГБУ ДПО Волгодонский учебный центр ФПС)	0,060	Волгодонская ТЭЦ-2
7	кв. б/н (нужды произв. цех по производству мебели)	0,050	Волгодонская ТЭЦ-2
8	ЗАО "АЭМ-технологии" "Атомаш"	76,320	Волгодонская ТЭЦ-2
9	Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	0,861	Волгодонская ТЭЦ-2
10	ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	0,005	Волгодонская ТЭЦ-2
11	В-ЦЗ пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	8,533	Котельная НГ
12	Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	15,560	Котельная НГ
13	Мкр. ВЦ-2	8,602	Котельная НГ
14	Мкр. В-13, пр. Мира	2,076	Котельная НГ
15	Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	0,359	Волгодонская ТЭЦ-2
16	Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,191	Волгодонская ТЭЦ-2
17	Квартал В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	1,230	Волгодонская ТЭЦ-2
18	Квартал В-16, ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	0,479	Волгодонская ТЭЦ-2
19	Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса	2,172	Волгодонская ТЭЦ-2
20	Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	1,847	Волгодонская ТЭЦ-2
21	Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	15,759	Котельная НГ
22	Мкр. В-5	2,647	Волгодонская ТЭЦ-2
23	Мкр. «Медгородок», ул. Мира, 7а	0,237	Волгодонская ТЭЦ-2
24	МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	1,845	Волгодонская ТЭЦ-2
25	Мкр. В-8, пр. Мира	2,000	Волгодонская ТЭЦ-2
26	Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56	0,068	Волгодонская ТЭЦ-2
27	Жуковское шоссе, 17	0,031	Котельная НГ
28	В-9, К.Маркса, 64а	1,357	Волгодонская ТЭЦ-2
29	ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	1,515	Волгодонская ТЭЦ-2
30	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	0,017	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
31	Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	0,024	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
32	ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	0,011	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
33	Старая часть города, район Ростовского шоссе (комплексная застройка)	25,339	Ю-3 котельная
34	Мкр. В-Е, пр. Мира	4,463	Котельная НГ
35	Мкр. В-23, пр. Лазоревый	0,133	Котельная НГ
36	Мкр. В-24, ул. Индустриальная	0,816	Котельная НГ
37	Мкр. В-25, ул. Индустриальная	1,206	Котельная НГ
38	Мкр. В-14, Ул. Индустриальная	1,931	Котельная НГ
39	Мкр. В-10, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	4,426	Котельная НГ
40	Мкр. В-26	0,847	Котельная НГ
41	Мкр. В-22	0,430	Котельная НГ

Распределение приростов нагрузок между источниками проиллюстрировано на круговой диаграмме.



Рисунок 42. Распределение приростов нагрузок между источниками к 2029 году для 1 варианта развития

Чуть более половины прироста тепловой нагрузки при данном варианте развития СЦТС будет покрываться за счет мощностей Волгодонская ТЭЦ-2. Это связано с значительной нагрузкой предприятия ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш», которая будет подключена к ТЭЦ одновременно (т.е. 76,42 Гкал/ч), что составит 87% прироста нагрузки к Волгодонская ТЭЦ-2 за весь расчетный период).

Порядка 14 % прироста тепловой нагрузки ожидается от комплексной застройки в старой части города, в районе Ростовского шоссе (около 25,3 Гкал/ч). Обеспечение тепловой энергией данного микрорайона в данном варианте предполагается от новой «Юго-Западной котельной».

Около 35 % прироста нагрузки предполагается обеспечить новой котельной «Новый город». Данная котельная обеспечит теплоснабжением вновь возводимые объекты микрорайонов, осваиваемых в северо-западной, северной и северо-восточной частях района Новый город. Расчетная суммарная нагрузка потребителей составляет 64,8 Гкал/ч, в т.ч. 44,0 Гкал/ч – нагрузка по отоплению и вентиляции и 20,8 Гкал/ч – по горячему водоснабжению.

Зоны действия новых источников, а также возможные места их размещения проиллюстрированы на план-схеме далее.

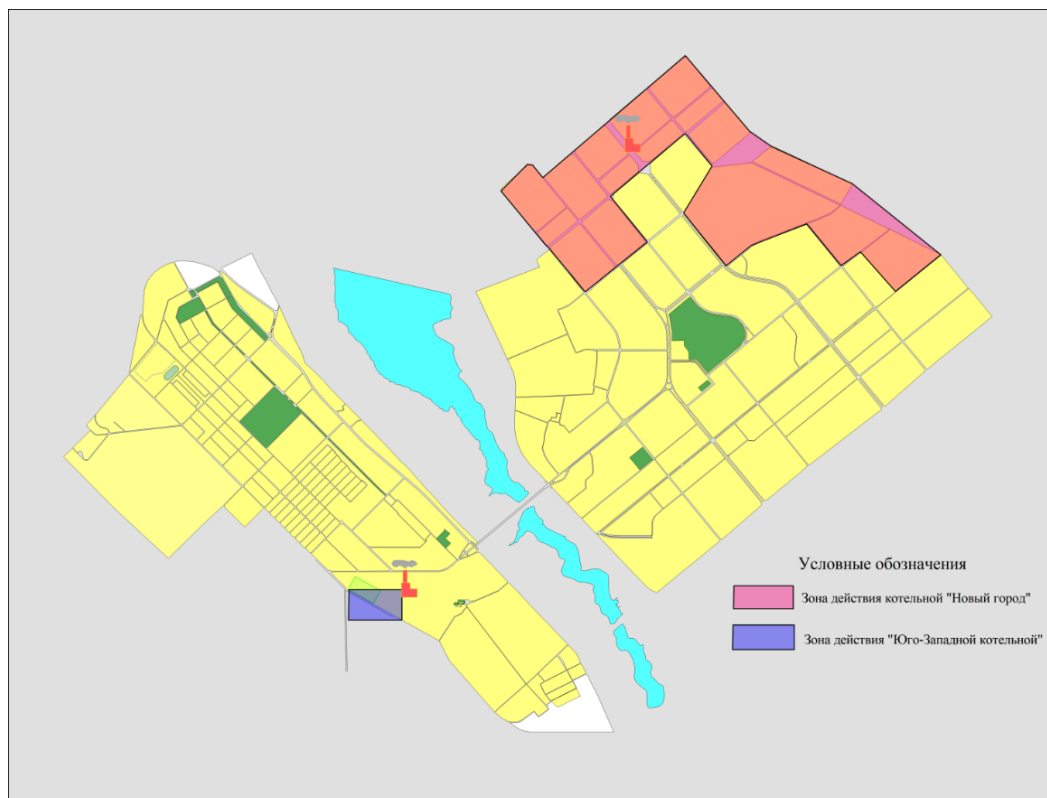


Рисунок 43. План-схема зоны действия новых источников тепловой энергии для 1 варианта развития

2 вариант. Подключение всей перспективной тепловой нагрузки СЦТС к Волгодонской ТЭЦ-2.

Второй вариант развития предполагает присоединение тепловой нагрузки всех новых абонентов к тепловым сетям от Волгодонской ТЭЦ-2.

На сегодняшний день, Волгодонская ТЭЦ-2 имеет достаточный резерв мощности, необходимый для обеспечения потребностей в тепловой мощности города к 2029 году.

Ввиду вывода из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1 Волгодонской ТЭЦ-2 с 31.12.2019г. тепловая мощность источника сократится на 139 Гкал/ч. Это определяет необходимость в осуществлении мероприятий не только по приведению располагаемой тепловой мощности к установленной (устранение ограничений тепловой мощности), но и в наращивании мощностей (ввод нового теплогенерирующего оборудования).

Ожидаемый суммарный прирост тепловой нагрузки потребителей к 2029 году составит 112,22 Гкал/ч, в том числе прирост нагрузки на отопление и

вентиляцию – 93,24 Гкал/ч, увеличение нагрузки на ГВС – 18,97 Гкал/ч.

За счет реализации программы капитального ремонта жилого фонда планируется достичь снижения удельного потребления тепловой энергии на отопление этих зданий. Величина снижения потребления рассчитана согласно нормам, утвержденным с Указом Президента Российской Федерации № 889 от 4 июня 2008 г. «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» и на основании адресного перечня программы капитального ремонта МКД, утвержденной Постановлением Правительства Ростовской области от 26.12.2013 №803. Расчетная величина снижения тепловой нагрузки существующего жилого фонда составит 16,54 Гкал/ч.

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки рассчитаны следующим образом:

- определяются существующие и перспективные нагрузки на систему централизованного теплоснабжения (СЦТС) с разделением по единицам территориального деления;
- далее вышеупомянутые нагрузки распределяются в соответствии с границами зон действия котельных (существующих и планируемых).
- полученные нагрузки суммируются с расчетными значениями потерь тепловой энергии (для данного расчета принимаем утвержденные величины потерь);
- анализируются расчетные значения подключенных к источникам нагрузок и мощности нетто котельных. По результатам анализа определяется процент резерва ("-" дефицита) мощности нетто источников тепловой энергии.

Существующие тепловые балансы источников теплоснабжения представлены в таблице 30.

Таблица 30. Суммарные существующие нагрузки, подключенные к источникам теплоснабжения г. Волгодонска

№	Наименование источника	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Ограничения УТМ, Гкал/ч	Собственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч (%)
1	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	809	739	70	59,36	679,64	39,38	365,07	404,45	275,18 (40,49%)
2	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100	0	0,25	99,76	10,30	52,55	62,85	36,91 (37,00%)

Анализ таблицы 30 показывает, что в настоящий момент на Волгодонской ТЭЦ-2 и котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» наблюдается резерв тепловой мощности в 275,18 Гкал/ч и 36,91 Гкал/ч соответственно. Стоит отметить, что в качестве тепловых нагрузок, подключенных к источникам теплоснабжения, принимались расчетные значения тепловых нагрузок, определенных на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового (2018) года, приведенные к расчетной температуре наружного воздуха (в соответствии с изменениями в ПП РФ №154 от 1 августа 2018 г.).

Техническое обоснование вариантов развития источников СЦТС г. Волгодонска

1 вариант.

Согласно первому варианту развития, для обеспечения централизованным теплоснабжением вновь строящихся объектов, необходимо предусмотреть строительство двух новых водогрейных котельных, а также мероприятия по увеличению располагаемой тепловой мощности Волгодонской ТЭЦ-2 до уровня установленной (устранение ограничений тепловой мощности) и ввод нового теплогенерирующего оборудования (с учетом вывода из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1). В таблице ниже приведены расчетные балансы мощности источников СЦТС по состоянию на расчетный срок.

Таблица 31. Расчетные балансы мощности источников СЦТС по состоянию на расчетный срок для 1 варианта

Показатель	Котельная НГ, Гкал/ч	Ю-3 котельная, Гкал/ч	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», Гкал/ч	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация", Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
Установленная мощность	110	40	100	710	960
Располагаемая мощность	110	40	100	710	960
Собственные нужды	3,3	1,2	0,25	59,4	64,1
Мощность нетто	106,7	38,8	99,75	650,6	895,886
Тепловая нагрузка	64,81	25,33	52,60	458,94	601,68
Потери в ТС	5,56	2,174	10,30	39,38	57,41
Отпуск в тепловую сеть	70,37	27,50	62,90	498,32	659,10
Резерв тепловой мощности	36,33	11,30	36,85	152,32	236,79

При определении установленной мощности котельных был принят показатель резервирования тепловой мощности в размере 50% от расчетной суммарной тепловой нагрузки.

2 вариант

По второму сценарию развития источников СЦТС, весь перспективный прирост тепловой нагрузки в административных границах города будет обеспечен тепловой мощностью Волгодонской ТЭЦ-2.

Для реализации такого варианта развития СЦТС города, необходимо предусмотреть мероприятия по увеличению располагаемой тепловой мощности до уровня установленной (устранение ограничений тепловой мощности), а также мероприятия по вводу новых тепловых мощностей. Расчетные балансы мощности источников СЦТС (с учетом запланированных мероприятий) по состоянию на расчетный срок для второго варианта развития представлены в таблице ниже.

Таблица 32. Расчетные балансы мощности источников СЦТС по состоянию на расчетный срок для 2 варианта

Показатель	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», Гкал/ч	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация», Гкал/ч	Всего, Гкал/ч
Установленная мощность	100	710	810
Располагаемая мощность	100	710	810
Собственные нужды	3,04	46,6	49,64
Мощность нетто	96,96	663,4	760,36
Тепловая нагрузка	44,94	500,89	545,83
Потери в ТС	1,89	15,33	17,22
Отпуск в тепловую сеть	46,83	516,22	563,05
Резерв тепловой мощности	50,13	147,18	197,31

Выбор наиболее целесообразного варианта развития источников централизованного теплоснабжения.

Расход условного топлива.

На сегодняшний день, основная часть тепловой энергии на территории г. Волгодонска вырабатывается на Волгодонской ТЭЦ-2 комбинированным способом производства тепловой и электрической энергии в единой

технологической установке. Такая схема комбинированного производства (когенерация) позволяет значительно уменьшить общее потребление первичного топлива.

По результатам 2018 года (в связи с переходом распределения затрат на топливо по физическому методу) удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии ООО «Волгодонская тепловая генерация» составил 177,6 кг у.т./Гкал, что не намного выше показателя самых современных котельных - 158 кг.у.т./Гкал.

Реальная обеспеченность Волгодонской ТЭЦ-2 природным газом ограничена пропускной способностью двух газопроводов диаметром 325 мм. ГРС г. Волгодонска - Волгодонская ТЭЦ-2, от которых газом снабжаются также г. Волгодонск и его промышленная зона, которая составляет до 95 тыс. м³/ч, а при пиковых значениях пропускной способности достигает 105 тыс. м³/ч. Один газопровод протяженностью 6559 м и диаметром 325 мм является собственностью ООО "Волгодонская тепловая генерация», а второй принадлежит АО «Волгодонскмежрайгаз».

Таким образом, строительство нового конкурентноспособного источника для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей может быть реализовано только при использовании в качестве основного топлива – природный газ, что в настоящий момент не представляется возможным.

Эксплуатационные затраты.

При комбинированном способе производства энергии, эксплуатационные затраты на ее производство распределяются между тарифами на электрическую и тепловую энергию. Тем самым снижается доля затрат в тарифах, участвующая при производстве обоих видов энергии. При увеличении доли выработки тепловой энергии котельными на территории города, рост тарифа также неизбежен ввиду увеличения доли эксплуатационных затрат в тарифе на тепловую энергию. По оценочным подсчетам, рост средневзвешенного по городу тарифа составит около 2%, без учета затрат на строительство двух новых котельных, что в свою очередь тоже вызовет ощутимый рост тарифа на тепловую энергию.

Вывод

При прочих равных условиях, средневзвешенный тариф на тепловую энергию при реализации первого варианта развития источников тепловой энергии г. Волгодонска (вариант строительства новых котельных) будет выше, чем для второго варианта (подключение всей перспективной нагрузки новых абонентов к Волгодонской ТЭЦ-2).

Таким образом, наиболее целесообразным вариантом развития источников тепловой энергии города Волгодонска, является 2 вариант, согласно которому весь перспективный прирост тепловой нагрузки СЦТС в границах города будет подключен к Волгодонской ТЭЦ-2. При таком пути развития, необходимо выполнить ряд мероприятий по восстановлению и увеличению располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-2, необходимой для покрытия перспективного расчетного прироста тепловой нагрузки города.

Далее в Схеме будет рассматриваться второй вариант, как наиболее эффективный и благоприятный для абонентов.

Распределение перспективных потребителей тепла по источникам их обеспечения тепловой энергией должно осуществляться по территориальному признаку: перспективный абонент должен быть присоединен к тому источнику, в зоне действия которого он располагается.

Как было сказано ранее (см. Главу 2), вся перспективная застройка города, планируемая к подключению к централизованному теплоснабжению, располагается в зоне действия Волгодонской ТЭЦ-2. В перспективе к 2029 году подключение новых абонентов к котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» не предусматривается: ожидается лишь незначительное увеличение нагрузки ряда существующих потребителей.

Существующие и перспективные нагрузки на систему централизованного теплоснабжения представлены в таблице 33.

Таблица 33. Существующие и перспективные тепловые нагрузки муниципального округа г. Волгодонск

Район	Существующая тепловая нагрузка на 2018г., Гкал/ч			Перспективная тепловая нагрузка на 2029г., Гкал/ч		
	ОВ, Гкал/ч	ГВС, кал/ч	Всего, Гкал/ч	ОВ, Гкал/ч	ГВС, кал/ч	Всего, Гкал/ч
Всего по ЮЗР, в т.ч.:	38,59	31,23	69,81	34,23	31,38	65,61
Существующие потребители ЮЗР	38,59	31,23	69,81	33,31	32,23	64,54
кв. б/н (нужды ЗАО "Волгодонский завод "Агат")	0,00	0,00	0,00	0,46	0,05	0,51
Торговый комплекс, ул.Степная 22	0	0,00	0,00	0,294	0,11	0,40
ПК РОСС-Кредит, 30 лет Победы, 4	0	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04
Завод Алпас, ул.Степная, 16а	0	0,00	0,00	0,086	0,00	0,09
ООО Полюшко, Пионерская, 140а	0	0,00	0,00	0,035	0,00	0,04
А.М. Чиркинян, ул. Железнодорожная, 100	0	0,00	0,00	0,0049	0,00	0,0049
Всего по юго-восточной промышленной зоне, в т.ч.:	38,03	1,10	39,18	112,58	3,03	115,61
Существующие потребители юго-восточной промышленной зоны	38,077	1,10	39,18	38,077	1,10	39,18
кв. б/н (нужды ФГБУ ДПО Волгодонский учебный центр ФПС)	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,06
кв. б/н (нужды произв. цех по производству мебели)	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05
ЗАО "АЭМ-технологии" "Атоммаш"	0,00	0,00	0,00	74,42	1,90	76,32
Всего по Новому городу, часть 1, в т.ч.:	71,00	59,83	130,83	68,92	60,12	129,04
Существующие потребители Нового города, часть 1	71,00	59,83	130,83	68,17	59,83	127,99
Мкр. В-3	0,00	0,00	0,00	0,08	0,03	0,11
Мкр. В-5, пр. Курчатова – ул. Академика Королева	0,00	0,00	0,00	0,60	0,26	0,86
ТСЖ "Электрон", Черникова, 33	0,00	0,00	0,00	0,0701	0,00	0,0701
Всего по Новому городу, часть 2, в т.ч.:	63,81	61,44	125,25	106,71	83,92	190,63
Существующие потребители Нового города, часть 2	63,81	61,44	125,25	62,68	61,44	124,12
В-ЦЗ пр. Курчатова – ул. Карла Маркса	0,00	0,00	0,00	5,77	2,76	8,53
Мкр. В-17, ул. Индустриальная – ул. Маршала Кошевого	0,00	0,00	0,00	10,36	5,20	15,56
Мкр. ВЦ-2	0,00	0,00	0,00	5,81	2,79	8,60
Мкр. В-13, пр. Мира	0,00	0,00	0,00	1,41	0,67	2,08

Район	Существующая тепловая нагрузка на 2018г., Гкал/ч			Перспективная тепловая нагрузка на 2029г., Гкал/ч		
	ОВ, Гкал/ч	ГВС, кал/ч	Всего, Гкал/ч	ОВ, Гкал/ч	ГВС, кал/ч	Всего, Гкал/ч
Мкр. В-9, внутри мкр., со стороны ул. К. Маркса	0,00	0,00	0,00	0,25	0,11	0,36
Мкр. В-12, ул. Энтузиастов – ул. Ленинградская	0,00	0,00	0,00	0,13	0,06	0,19
Квартал В-8, ул. К. Маркса – ул. Ленинградская	0,00	0,00	0,00	0,65	0,58	1,23
Квартал В-16, ул. Маршала Кошевого – ул. Индустриальная	0,00	0,00	0,00	0,34	0,14	0,48
Квартал В-7, (район школы 19/20, ул. К. Маркса	0,00	0,00	0,00	1,52	0,65	2,17
Мкр. «Медгородок», ул. Гагарина	0,00	0,00	0,00	0,80	1,05	1,85
Мкр. «Медгородок №2», ул. Гагарина	0,00	0,00	0,00	10,51	5,25	15,76
Мкр. В-5	0,00	0,00	0,00	1,80	0,85	2,65
Мкр. «Медгородок», ул. Мира, 7а	0,00	0,00	0,00	0,16	0,08	0,24
МСЧ №5 ФГБУЗ НКЦ ФМБА России, Гагарина, 34	0,00	0,00	0,00	1,46	0,39	1,85
Мкр. В-8, пр. Мира	0,00	0,00	0,00	1,20	0,80	2,00
Мкр. В-9, ул. К.Маркса, 56	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07
Жуковское шоссе, 17	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03
В-9, К.Маркса, 64а	0,00	0,00	0,00	1,04	0,32	1,36
ООО "ЮСКОМ", Ленинградская, К.Маркса	0,00	0,00	0,00	0,72	0,79	1,51
Всего по Старому городу, в т.ч.:	28,55	23,15	51,70	20,88	23,15	44,03
Существующие потребители Старого города	28,55	23,15	51,70	20,88	23,15	44,03
Всего по северо- западной промышленной зоне, в т.ч.:	0,8	0,056	0,853	0,84	0,06	0,905
Северо-западная промышленная зона	0,797	0,056	0,853	0,797	0,056	0,85
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание автомойки"	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02
Химиков д. 8 ООО "Фабрика Химчистки", "здание химчистки с пристройками"	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02
ул. М. Горького, д. 88 гр. Еськин С.В.	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01
ИТОГО	240,82	176,8	417,62	344,17	201,66	545,83

В вышеприведенной таблице представлены планируемые тепловые нагрузки на централизованную систему теплоснабжения при реализации второго

(принятого) варианта развития, рассчитанные на основе данных о застройке г. Волгодонска, предоставленные отделом Архитектуры и Градостроительства Администрации МО «Город Волгодонск». В том случае, если в период до 2029 года образуются новые строительные площади, не обозначенные в таблице 33 и составляющие значительную тепловую нагрузку, необходимо внести изменения в Схему теплоснабжения согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года.

Все перспективные промышленные предприятия, планируемые к строительству на территории города Волгодонска, планируется обеспечивать теплом от собственных источников.

Таким образом, схемой теплоснабжения рассматривается следующий вариант развития системы теплоснабжения:

– строительство новых источников централизованного теплоснабжения не предполагается; вся перспективная застройка будет подключена преимущественно к Волгодонской ТЭЦ-2;

– для надежного и бесперебойного обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей города на Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» предполагается проведение следующих мероприятий:

- в связи с исчерпанием паркового ресурса турбоагрегата ПТ-60-130-13 (ст.№1) Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» планирует вывод из эксплуатации с 31.12.2019г. данного оборудования источника;
- реконструкция турбоагрегата Т-110/120-130 ст.№2 (снятие ограничений тепловой мощности 35 Гкал/час);
- реконструкция турбоагрегата Т-110/120-130 ст.№3 (снятие ограничений тепловой мощности 35 Гкал/час);
- реконструкция пиковых подогревателей с установкой 3-го (прирост тепловой мощности 40 Гкал/час).

– в связи с передачей в эксплуатацию тепловых сетей, принадлежащих ООО «ЮСКОМ», и внутриквартальных муниципальных тепловых сетей Старого

города, пересмотреть зоны действия ЕТО;

– для осуществления взаимных финансовых расчетов между ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») и ООО «Волгодонская тепловая генерация», а также осуществления контроля и сведения баланса работы коммерческого узла учета «ВдТЭЦ2. Вывод ЮЗР» при проведении подпитки, ООО «ТЭЦ-1» выданы технические условия на проектирование и монтаж узла учета тепловой энергии и теплоносителя в межотопительный период в ШО-III-1 (ул. Маяковская) и ТК-III-23 (ул. Ленина). С 16.09.2019 г., на основании актов №1 и №2 ввода в эксплуатацию, расчет за потребленную тепловую энергию и теплоноситель между ООО «Волгодонские тепловые сети» и ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») осуществляется по установленным приборам учета;

– договор поставки тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в УУТЭ и Т на границе смежных тепловых сетей между ООО «Волгодонская тепловая генерация» и новообразованной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» на сегодняшний день не подписан.

Мероприятия, запланированные на источниках, а также затраты по ним, рассмотрены в п.7.5-7.6 Главы 7 настоящего отчета.

Перспективные нагрузки на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация», а также резервы и дефициты тепловой мощности нетто представлены в таблице 34.

Таблица 34. Суммарные перспективные нагрузки, подключенные к источникам теплоснабжения г. Волгодонска

№ п/п	Наименование источника	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Собственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	Мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч	Резерв/дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч (%)
1	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»	710	710	59,36	650,6	500,89	39,38	139,16 (20,51%)
2	Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	100	100	0,25	99,75	44,94	10,3	44,5 (44,6%)

Анализ таблицы 34 показывает, что к 2029 году резерв тепловой мощности Волгодонской ТЭЦ-2 будет составлять 139,16 Гкал/ч.

На котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» к 2029 году существующий резерв тепловой мощности сохранится под действием следующих факторов:

– снижение потребления тепловой энергии частью МКД Старой части города за счет проведения в них капитального ремонта, что приведет к снижению потребления тепловой энергии на цели отопления.

Таким образом, к 2029 году дефицит тепловой мощности не будет наблюдаться ни на одном источнике г.Волгодонска.

5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Согласно рассмотренным в п 5.1 перспективного развития системы теплоснабжения города, наиболее целесообразным является вариант с подключением перспективных потребителей г.Волгодонска к существующим источникам теплоснабжения.

Инвестиции в мероприятия подробно рассмотрены в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 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

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей представлен в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

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

Состав и техническое описание системы водоподготовки централизованной системы теплоснабжения г. Волгодонска на существующий момент подробно описаны в Главе 1 настоящей работы.

Подпитка тепловой сети осуществляется системой водоподготовки, установленной на Волгодонской ТЭЦ-2. Подпитка тепловых сетей зоны теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» осуществляется из тепловой сети зоны теплоснабжения Волгодонской ТЭЦ-2 путём открытия задвижек на байпасной линии обратного трубопровода в тепловом узле ШО-III-1. Учет поставки теплоносителя осуществляется посредством водосчетчика ВСГН-100, установленного на байпасной линии запорной секционной арматуры на обратном трубопроводе тепловых сетей, находящихся на балансе ООО «ВТС». Установка водосчетчика выполнена на основании внесения изменений к рабочему проекту В2.771.00.00 А.УТ-И «Узлы учета тепловой энергии теплоносителя тепловых выводов I; II; ЮЗР» для выполнения взаиморасчетов в отопительный период.

Для осуществления взаимных финансовых расчетов между ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») и ООО «Волгодонская тепловая генерация», а также осуществления контроля и сведения баланса работы коммерческого узла учета «ВдТЭЦ2. Вывод ЮЗР» при проведении подпитки, ООО «ТЭЦ-1» выданы технические условия на проектирование и монтаж узла учета тепловой энергии и теплоносителя в межотопительный период в ШО-III-1 (ул. Маяковская) и ТК-III-23 (ул. Ленина). С 16.09.2019 г., на основании актов №1 и №2 ввода в эксплуатацию, расчет за потребленную тепловую энергию и теплоноситель между ООО «Волгодонские тепловые сети» и ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») осуществляется по установленным приборам учета.

В связи с этим, на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» должны быть проведены мероприятия по восстановлению (реконструкции) существующего или строительству нового водовода, а также собственной водоподготовительной установки.

Система ХВО предназначена для приготовления воды:

- для восполнения утечек в тепловой сети;
- для восполнения расхода воды на нужды горячего водоснабжения для абонентов, подкаченных к системе теплоснабжения по открытой схеме.

Таблица 35. Баланс производительности водоподготовительной установки (ВПУ) и подпитки тепловой сети

Волгодонская ТЭЦ-2	Ед. изм.	2018	2019	2020-2024	2025-2029
Производительность ВПУ	тонн/ч	800,0	800,0	800,0	800,0
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	800,0	800,0	800,0	800,0
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов	Ед.	3	3	3	3
Емкость баков-аккумуляторов	м ³	26000	26000	26000	26000
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.	тонн/ч	392,3	381,9	112,7	112,7
Утечки теплоносителя	тонн/ч	111,8	108,8	112,7	112,7
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	тонн/ч	280,5	273,0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	785	764,1	112,7	112,7
Резерв (+)/дефицит (-) производительности ВПУ	тонн/ч	407,7	418,1	687,3	687,3
Резерв (+)/дефицит (-) производительности ВПУ	%	51%	52%	86%	86%

Данные таблицы 35 для наглядности представлены на рисунке 44 в виде диаграммы.



Рисунок 44. Баланс производительности ВПУ

Анализ данных таблицы 35 показывает, что в перспективе дефицит производительности водоподготовительных установок не ожидается.

Отсутствие отпуска теплоносителя на цели горячего водоснабжения начиная с 2022 года обусловлено переходом всех абонентов с открытой схемы теплоснабжения на закрытую.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения отсутствуют.

Подпитка тепловых сетей в периоды максимума и в аварийных ситуациях может быть осуществлена от баков-аккумуляторов, установленных на территории Волгодонской ТЭЦ-2.

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 определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняются в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

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

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

Федерации.

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности

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

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

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

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

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

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

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2016 «Здания жилые многоквартирные» и СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием

индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

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

В настоящее время на территории г. Волгодонска источником, поставляющим электрическую энергию в вынужденном режиме, является Волгодонская ТЭЦ-2.

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

В настоящее время ООО «Волгодонская тепловая генерация» принято решение о выводе из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1 Волгодонской ТЭЦ-2, обусловленное достижением в 2016 году предельных значений нормативного срока службы основного металла турбины и основных её элементов. Вывод из эксплуатации данного оборудования источника с 31.12.2019г. согласовано с Администрацией города (письмо №5221-08/7481 от 05.12.2017г.).

В связи этим, установленная и располагаемая тепловые мощности источника сократится на 139 Гкал/ч и составит 670 и 600 Гкал/ч соответственно. Несмотря на присоединение перспективных потребителей, а также с учетом проводимых на источнике мероприятий на реконструкции, данное обстоятельство не повлияет на качество и надежность теплоснабжения от данного источника. Далее в таблице 36 представлены тепловой баланс мощности источника после вывода из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1.

Таблица 36. Баланс тепловой мощности Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» с учетом вывода из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1

Наименование источника	Ед. измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	Гкал/час	809,00	809,00	670,00	670,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	739,00	739,00	600,00	635,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	679,6	679,6	540,6	575,6	650,6	650,6	650,6	650,6	650,6	650,6	650,6	650,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	365,1	381,4	385,5	394,5	402,8	411,0	419,8	428,1	503,5	502,7	501,8	500,9
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	275,18	258,88	115,73	141,73	208,49	200,25	191,46	183,17	107,73	108,61	109,49	110,36
	%	40,49	38,09	21,41	24,62	32,04	30,78	29,43	28,15	16,56	16,69	16,83	16,96

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

В настоящем разделе и далее рассматриваются мероприятия по строительству, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии, находящихся на балансе города. Источники промышленных предприятий не рассматриваются, так как большая доля вырабатываемой тепловой энергии отправляется на теплоснабжение собственных потребителей предприятий.

По результатам рассмотрения нескольких вариантов развития системы теплоснабжения города Волгодонска (см. Главу 5), было принято решение о дальнейшем развитии по второму варианту, как наиболее выгодному как с точки зрения энергоэффективности, так и с точки зрения целесообразности вложения денежных средств в осуществление проводимых мероприятий для дальнейшего развития ЦСТ города. Далее будут приводиться обоснования предлагаемых для реализации мероприятий по принятому (второму) варианту развития.

В настоящий момент для целей теплоснабжения в городе уже используется источник теплоснабжения, осуществляющий комбинированную выработку электрической и тепловой энергии – Волгодонская ТЭЦ-2, поэтому в перспективе не планируется осуществлять строительство новых когенерационных источников тепла, предлагается осуществлять наращивание мощности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии существующего источника.

Помимо Волгодонской ТЭЦ-2 в 13 км от г. Волгодонска располагается «Ростовская АЭС», которая в настоящий момент осуществляет выработку только электрической энергии. Проведенные технико-экономические обоснования перевода работы АЭС на комбинированную выработку показали неэффективность данного мероприятия. Это связано с необходимостью прокладки трубопроводов тепловых сетей на расстояние в 13 км и реконструкции основного оборудования АЭС (в настоящий момент установленные на АЭС паровые турбины не предназначены для теплофикации), что влечет за собой большие материальные и трудовые затраты, значительно превышающие ожидаемый экономический эффект от проводимого мероприятия.

Строительство новых источников тепловой энергии на территории города на рассматриваемый период не предполагается.

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 целях обеспечения перспективной тепловой нагрузки в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, в течение рассматриваемого периода данным проектом предусмотрены мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии, в частности Волгодонской ТЭЦ-2, так как прирост тепловой нагрузки ожидается в основном к этому источнику. Предлагаемые мероприятия позволят решить ряд таких важных задач как:

- реконструкция турбоагрегата Т-110/120-130 ст.№2 (снятие ограничений тепловой мощности 35 Гкал/час);
- реконструкция турбоагрегата Т-110/120-130 ст.№3 (снятие ограничений тепловой мощности 35 Гкал/час);
- реконструкция пиковых подогревателей с установкой 3-го (прирост тепловой мощности 40 Гкал/час).

Все вышеуказанные мероприятия необходимы для надежного и бесперебойного обеспечения потребителя тепловой энергией в нужном объеме, в том числе с учетом перспективного увеличения нагрузки.

Помимо предложений по реконструкции источников тепловой энергии, данным проектом предусмотрены мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения. Предлагаемые мероприятия позволят обеспечить более эффективный процесс производства и транспортировки тепловой энергии в СЦТС города, что позволит уменьшить энергоемкость процесса. Это в свою очередь положительно скажется на снижении тарифа.

Перечень и описание предлагаемых мероприятий приведены в таблице 37.

Таблица 37. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения (без НДС)

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
1	ВТГ: ВдТЭЦ-2 Техперевооружение узлов учета воды	Проектом предусматривается установка ультразвуковых расходомеров на трубопроводах ХПВ и ТВ	В связи с погрешностью измерений расходов потребляемой ХПВ и ТВ на нужды ВдТЭЦ-2 по причине того, что существующие приборы учета в составе СТД на узлах учета воды ВдТЭЦ-2 эксплуатируются с октября 2000 г, что превышает установленный изготовителем срок службы 12 лет, необходима установка новых приборов учета.	6,237	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2017-2018
2	ВдТЭЦ-2 Оснащение СБК аварийно-эвакуационным освещением	Монтаж сети аварийного и эвакуационного освещения здания СБК	Реализация проекта позволит повысить безопасность людей во время эвакуации при отключении энергоснабжения, которое может произойти при пожаре или любой техногенной аварии	1,586	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2018-2019
3	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РЗА КРУ 6кВ	Монтаж во всех ячейках каждого шкафа КРУ 6 кВ датчиков, фиксирующих признаки дуговых коротких замыканий и оборудования преобразующего данные сигналы в работу быстродействующих защит от дуговых коротких замыканий с регистрацией и архивацией событий по средствам регистраторов аварийных событий	Реализация проекта позволит исключить возможность повреждения оборудования 6 кВ	6,043	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2018-2019
4	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение трубопроводов сетевой воды	Инвестиционный проект предусматривает установку регулирующей арматуры, позволяющей байпасировать основное теплофикационное оборудование станции для гарантированного ограничения температуры сетевой воды в подающих трубопроводах не выше 110 °С.	Реализация проекта исключит превышение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах станции выше 110 °С, позволит снять с регистрации ОПО тепловые сети города Волгодонска.	8,100	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2019
5	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РВП КА ст.№3	Инвестиционный проект предусматривает замену нагревательных пакетов РВП А, Б котлоагрегатов ст.№ 3 и реконструкция ГВТ котлов.	В настоящее время существующие РВП А, Б котлоагрегата ст. №3 не обеспечивают нормативный нагрев воздуха, из за потерь тепла с уходящими газами за счет перетоков.	19,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2020

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
6	Модернизация ПЭН ст. №1 Волгодонской ТЭЦ-2	Установка ЧРП	В период эксплуатации насосов возникает необходимость регулирования их производительности. В настоящее время регулирование производительности осуществляется при помощи линии рециркуляции, что приводит к ускоренному износу деталей арматуры и сокращению межремонтного периода, а также к перерасходу электроэнергии.	40,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2020 - 2022
7	ВдТЭЦ-2. Консервация ДТ ст.№1	Предусматривает выполнение мероприятий по приведению дымовой трубы №1 в соответствие с требованиям Федерального закона №384-ФЗ от 30.12.2009 г. на основании экспертизы промышленной безопасности.	Исключить риск нарушения Федерального закона №384-ФЗ от 30.12.2009 г в части требований статьи 7 пункта 1 и статьи 36 пункта 2.	12,965	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2020 - 2022
8	ВдТЭЦ-2 Реконструкция химически опасного производственного объекта	приведения химически опасного производственного объекта (ХОПО) в соответствие с требованиями правил ФНП № 559 от 21.11.2013 «Правил безопасности химически опасных производственных объектов» и Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.03.2013 № 96 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».	Обеспечение выполнения требований Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ФНП № 559 от 21.11.2013 «Правил безопасности химически опасных производственных объектов»	40,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2020-2023
9	ВдТЭЦ-2. Модернизация системы шумоглушения выхлопных трубопроводов котлов	Предусматривает модернизацию штатных шумоглушителей котлоагрегатов БКЗ-420-140НГМ на шумоглушители современной конструкции с целью снижения уровня шума в санитарно-защитной зоне Волгодонской ТЭЦ-2.	Снижение уровня шума в СЗЗ Волгодонской ТЭЦ-2.	19,685	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2020-2024
10	ВдТЭЦ-2. Установка частотно-регулируемого привода	Установка ЧРП	Экономия электроэнергии на собственные нужды.	45,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская	2021-2025

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
	электродвигатели дутьевых вентиляторов				тепловая генерация"	
11	Вд.ТЭЦ-2. Реконструкция систем вентиляции, кондиционирования и охлаждения воздуха ГРЦУ-1,2 и ЦЦУ	Оснащение современными устройствами вентиляции и кондиционирования воздуха.	Поддержание климатических условий в соответствии с требованиями СанПиН.	15,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2022 - 2023
12	Модернизация турбоагрегата ПТ-140/165-130-2 ст.№4 с изменением схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде.	Замена элементов, изменение конструкции турбоагрегата, сопутствующих узлов (схем) и изменение схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде	Для надежного и бесперебойного обеспечения потребителя тепловой энергией в виде горячей воды, расходом 137,4 Гкал/час, необходимо выполнить комплекс мероприятий на ТГ ст.№4 по повышению эксплуатационной надежности.	135,833	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2022 - 2028
13	Реконструкция пиковых подогревателей с установкой 3-го	Проектом предусматривается выполнение работ по реконструкции пиковых подогревателей с установкой 3 - го подогревателя (прирост тепловой мощности 40 Гкал/час)	В процессе длительной эксплуатации основные высокотемпературные узлы и детали морально и физически устарели и требуют реконструкция. В связи с вышеизложенным, для надежного и бесперебойного обеспечения потребителей тепловой энергии, необходимо выполнить комплекс мероприятий по повышению эксплуатационной надежности пиковых подогревателей	28,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2023 - 2024
14	Реконструкция мазутного хозяйства	Предусматривается установка нового более компактного мазутного хозяйства с 2-мя резервуарами по 3000 м3 каждый, с оснащением аварийной системой вентиляции, сблокированной с сигнализатором нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), в местах размещения насосов перекачки топлива. - резервуарного парка и сливо-наливной железнодорожной эстакады, мазутного хозяйства, с установкой современных	Оптимизация территории. Исключение издержек хранения резервного топлива. Ликвидация существующего мазутного хозяйства. Исключение рисков, связанных с содержанием мазутного хозяйства.	164,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2025-2030

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
		систем противопожарной защиты и газового анализа - (датчики ДВК). - системы автоматического пенопожаротушения (АУППТ) резервуарного парка мазутного хозяйства (МХ);				
15	Реконструкция узлов учета природного газа	Проект «Модернизация узла учета природного газа на ГРП Волгодонской ТЭЦ-2» предусматривает замену существующих измерительных комплексов расхода природного газа на современные комплекс, обеспечивающие автоматическое непрерывное измерение, вычисление, отображение и запоминание с привязкой к реальному времени основных параметров среды, а также передачу необходимой коммерческой информации, ее архивирование и формирование отчетов.	Измерительные комплексы расхода газа, установленный в ГРП Волгодонской ТЭЦ - 2 дают погрешность измерения. Кроме этого, установленные приборы физически и морально устарели и не обеспечивают автоматический контроль учета расхода газа.	29,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2023 - 2025
16	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№2	Замена элементов, изменение конструкции турбоагрегата, сопутствующих узлов (схем) и изменение схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде, а также замена элементов, изменение конструкции турбоагрегата и сопутствующих узлов (схем) для восстановления проектной мощности турбины (снятие ограничений по тепловой мощности 35 Гкал/час)	В процессе длительной эксплуатации основные высокотемпературные узлы и детали морально и физически устарели и требуют реконструкции. В связи с вышеизложенным, для надежного и бесперебойного обеспечения потребителей тепловой энергией, необходимо выполнить комплекс мероприятий по повышению эксплуатационной надежности теплофикационной установки	40,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2022-2024
17	Перенос оборудования ВК и ПНС в здание ГК ВдТЭЦ-2	Проектом предусматривается перенос насосного оборудования и электротехнической части из здания ВК с перетрассировкой сетевых	В результате реализации проекта будет достигнуто общее снижение производственных затрат за счет повышения экономичности теплофикационного цикла	25,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2029-2030

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
		трубопроводов				
18	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№3	Замена элементов, изменение конструкции турбоагрегата, сопутствующих узлов (схем) и изменение схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде, а так же замена элементов, изменение конструкции турбоагрегата и сопутствующих узлов (схем) для восстановления проектной мощности турбины (снятие ограничений по тепловой мощности 35 Гкал/час). Организация отбора пара непосредственно от ЧСД ТГ-3 Т-110/120-130 для создания дополнительного источника пара на собственные нужды с целью повышения надежности и экономичности работы оборудования станции в период работы только турбин Т-110/120-130	В процессе длительной эксплуатации основные высокотемпературные узлы и детали морально и физически устарели и требуют реконструкции. В связи с вышеизложенным, для надежного и бесперебойного обеспечения потребителей тепловой энергией, необходимо выполнить комплекс мероприятий по повышению эксплуатационной надежности теплофикационной установки. А так же в связи с планируемым выводом ТГ-1 из эксплуатации, для надежного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, необходимо выполнить мероприятия по организации дополнительно отбора пара на производство с подключением существующих ОБ ТГ-1 по новой схеме.	59,500	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2025-2028
19	ВдТЭЦ-2. Модернизация инженерно-технических и спец. защит	Проектом предусматривается модернизация защитной сигнализации, охранного освещения и системы видеонаблюдения периметра ВдТЭЦ-2 с выводом информации на щит караульного помещения	Повышение антитеррористической защищенности	51,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2021-2028
20	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение РЗА ОРУ 110-220 кВ с заменой защит типа ЭПЗ 1636 и панелей автоматики линейного выключателя присоединений	Предусматривает замену устройств РЗА ОРУ 110-220 кВ Волгодонской ТЭЦ-2 резервных защит ЭПЗ 1636 и панелей автоматики на микропроцессорные.	Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, раздел 3 требования к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения.	20,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2029-2030
21	ВдТЭЦ-2. Замена устаревших устройств приема передачи	Предусматривает замену устройств противоаварийной автоматики АНКА-	РД 153.34.0-35.648-01 «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно	15,000	Амортизационные средства ООО	2023-2025

№ п/п	Наименование мероприятия	Краткое описание	Обоснование	Затраты, млн. руб.	Источник финансирования	Сроки реализации
	сигналов и команд противоаварийных автоматик типа АНКА, АВПА	АВПА Волгодонской ТЭЦ-2 на современную микропроцессорную.	эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем» п. 2.1, 2.2, 2.4, 2.6 разделов 3,4, необходимо провести замену устаревших устройств микроэлектронной защиты на микропроцессорные (необходима установка как минимум одного микропроцессорного устройства на каждом присоединении), которые проработали более 25 лет (срок службы электромеханических устройств 18 лет).		«Волгодонская тепловая генерация»	
22	Реконструкция БГ-1600	Замена водораспределителя, оросителя и щитов на более эффективные, установка каплеуловителя, усиление железобетонных конструкций, металлических элементов и обшивы. Замена запорной арматуры	Градирня типа БГ-1600-70-5 сооружена по типовому проекту Ленинградского отделения института "Теплопроект" 1970 года и введена в эксплуатацию в 1977 году. В результате проведения испытаний ФОО "РЭ" РЭН в 1996 году, а так же при проведении обследований и испытаний системы технического водоснабжения с градирнями №1,2,3 ОАО "Фирма ОРГРЭС" в 2003 году сделан вывод о необходимости реконструкций градирен, поскольку в данном состоянии, в климатических условиях региона, они не позволяют обеспечить необходимые параметры конденсации пара во всем диапазоне работы теплофикационных установок	92,000	Заёмные средства ООО "Волгодонская тепловая генерация"	2028-2030
23	Техническое перевооружение узлов учета тепловой энергии и теплоносителя ВдТЭЦ-2	Улучшение контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребляющих установок	Необходимость снижение затрат на поверку средств измерений.	16,000	Амортизационные средства ООО «Волгодонская тепловая генерация»	2020-2022

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

Схемой теплоснабжения на перспективу до 2029 года предусматривается сохранение существующей системы выработки и передачи тепловой энергии потребителям.

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии будет осуществляться только на Волгодонской ТЭЦ-2. Реконструкция котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» с целью комбинированной выработки тепловой и электрической энергии не предусматривается.

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

Реконструкция существующих источников должна предусматриваться для решения двух основных задач:

- реконструкция с целью увеличения располагаемой мощности источника тепловой энергии для предотвращения возникновения дефицита тепловой мощности в перспективе в результате подключения перспективных потребителей (расширение зоны действия источника);
- реконструкция существующего оборудования для продления работоспособного состояния источника тепловой энергии и возможности обеспечения качественным и надежным теплоснабжением потребителей.

Для определения необходимости проведения реконструкции для предотвращения возникновения дефицита мощности в перспективе в Главе 4 был произведен расчет перспективных балансов источников теплоснабжения. Волгодонска. Результаты расчета представлены в таблице 27.

Анализ проведенного расчета показывает, что в перспективе дефицита тепловой мощности ни на одном источнике г.Волгодонска в течение расчетного периода не предвидится. К 2029 году резерв тепловой мощности Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» составит 139,44 Гкал/ч, резерв

тепловой мощности котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» - 44,5 Гкал/ч.

Для предотвращения возникновения дефицита необходимо выполнить комплекс мероприятий по модернизации источника, представленный в п. 7.5 настоящего отчета.

Реконструкция тепловых источников, направленная на поддержание в работоспособном состоянии основного и вспомогательного оборудования для качественного и надежного теплоснабжения потребителей, предусматривается на обоих источниках теплоснабжения.

В настоящее время ООО «Волгодонская тепловая генерация» разработана инвестиционная программа на плановый период 2018 - 2029 гг., результаты которой учтены в рамках настоящей актуализации схемы теплоснабжения города Волгодонска.

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

Согласно данным Генерального плана г. Волгодонска, а также данным, предоставленным отделом Архитектуры и Градостроительства Администрации МО «Город Волгодонск», в период до 2029 года ожидается введение нового жилого и общественного фонда в количестве 2183,65 тыс. кв. м. Вся перспективная застройка будет расположена в существующих границах города.

В Главе 5 настоящего отчета рассматривались два варианта дальнейшего развития централизованной системы теплоснабжения: первый вариант предполагал строительство новых источников тепловой энергии для теплоснабжения перспективной застройки города, второй вариант подразумевал сохранение существующей системы теплоснабжения с подключением перспективных потребителей к существующим источникам. По результатам сравнения вариантов развития был сделан вывод, что целесообразнее осуществлять теплоснабжение от существующих источников, т.е. принять за основу второй вариант развития СЦСТ.

Ввиду большой удаленности зоны теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» от Волгодонской ТЭЦ-2, теплоснабжение абонентов

Старого города от ТЭЦ приведет к возникновению больших тепловых потерь при транспортировке теплоносителя, а также потребует значительного увеличения диаметров части магистральных трубопроводов для возможности транспортировки большего количества теплоносителя, что негативно отразится на тарифе для конечного потребителя. Поэтому использование котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» в качестве пиковой котельной по отношению к Волгодонской ТЭЦ-2 не планируется.

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

Согласно принятому варианту развития системы теплоснабжения, перспективная застройка города будет подключена к Волгодонской ТЭЦ-2, либо осуществлять свои тепловые потребности за счет индивидуального источника теплоснабжения.

Подключение новых потребителей к котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» в перспективе не предусматривается (ожидается лишь незначительное увеличение нагрузки ряда существующих потребителей). Вся перспективная застройка, расположенная в зоне действия котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» (Старый город за исключением ЮЗР), будет подключена к индивидуальному теплоснабжению. Также подключению к индивидуальному теплоснабжению подлежит вся перспективная индивидуальная застройка города, согласно Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012.

Вся перспективная застройка, планируемая к подключению к централизованному теплоснабжению, будет подключена к Волгодонской ТЭЦ-2, в результате чего зона действия системы теплоснабжения Волгодонской ТЭЦ-2 увеличится на величину подключаемых перспективных кварталов.

Перспективные зоны действия системы теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» по состоянию на 2029 год представлены на рисунке 45.

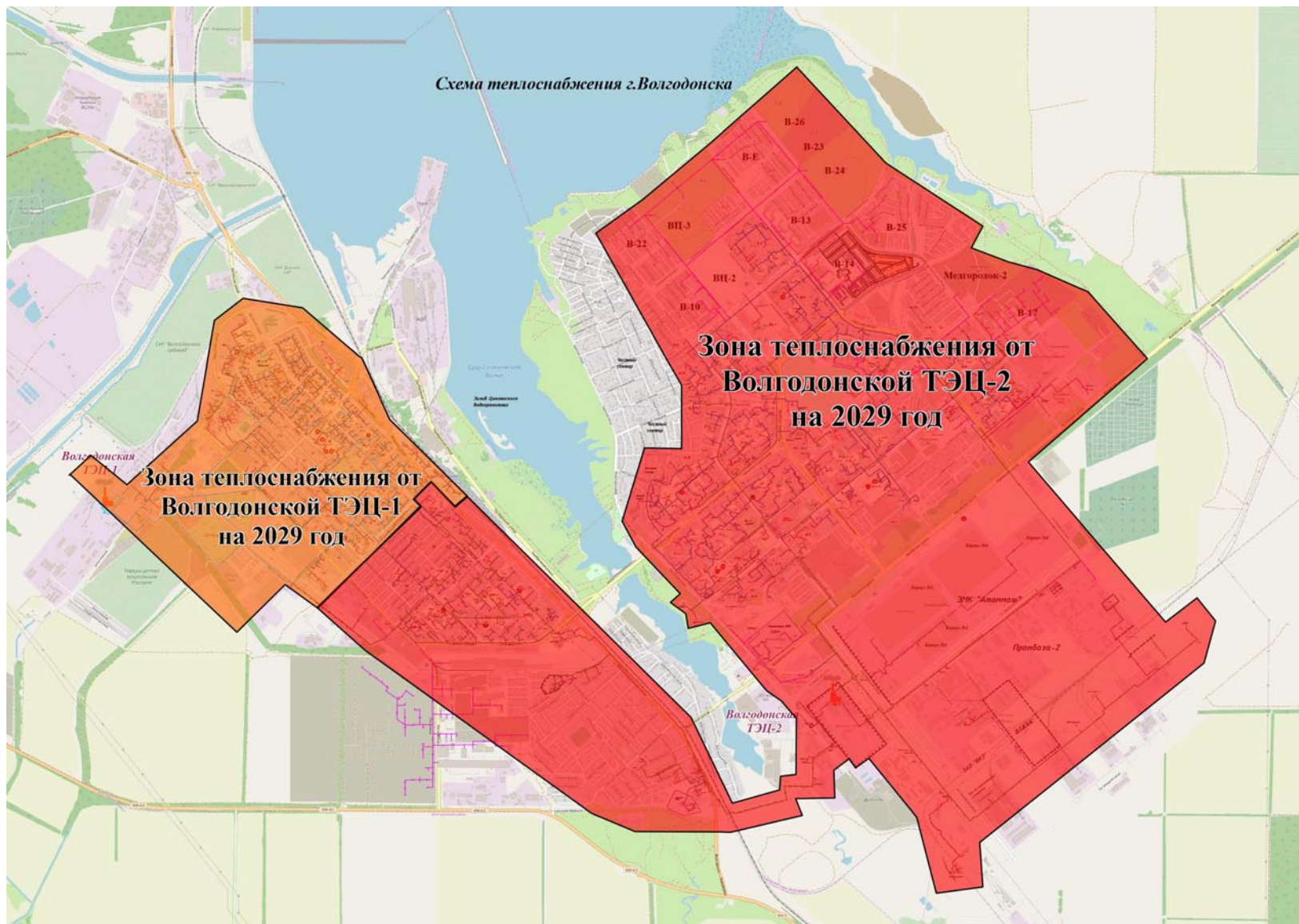


Рисунок 45. Зоны действия источников теплоснабжения по состоянию на 2029 год

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

В соответствии с обоснованием, приведенным в Главе 5, следует, что на перспективу до 2029 года вывод в резерв или вывод из эксплуатации источников тепловой энергии не предполагается.

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

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га.

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

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

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

Согласно расчетам, выполненным в Главе 5, дефицит тепловой мощности не наблюдается ни на одном источнике теплоснабжения г.Волгодонска.

Ранее, в п. 7.3., упоминалось, что на Волгодонской ТЭЦ-2 предстоит вывод из эксплуатации турбоагрегата ПТ-60-130/13 № 1, что снизит тепловую мощность

источника на 139 Гкал/ч. Однако запланированные мероприятия, указанные в таблице 36, позволят компенсировать выводимую мощность и сохранить резерв подключения для перспективных потребителей.

Ввиду отсутствия дефицита тепловой мощности на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», а также учитывая тот факт, что на перспективу до 2029 года подключение новых абонентов к котельной не планируется, мероприятия по увеличению тепловой мощности котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» данным проектом не предусматриваются.

Таким образом, к расчетному сроку до 2029 года располагаемая тепловая мощность Волгодонской ТЭЦ-2 составит до 710 Гкал/ч, на котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» останется равной существующей – 100 Гкал/ч.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии города, и их ежегодное распределение, представлены в таблице 38.

Таблица 38. Балансы тепловой мощности и нагрузки источников тепловой энергии г. Волгодонска

Наименование источника	Ед. измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»													
Установленная мощность	Гкал/час	809,00	809,00	670,00	670,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	739,00	739,00	600,00	635,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00	710,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36	59,36
то же в %	%	12,80	12,36	12,26	12,04	11,84	11,65	11,45	11,27	9,86	9,87	9,89	9,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	679,64	679,64	540,64	575,64	650,64	650,64	650,64	650,64	650,64	650,64	650,64	650,636
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38	39,38
то же в % от нагрузки	%	9,74	9,36	9,27	9,08	8,91	8,75	8,58	8,43	7,25	7,27	7,28	7,29
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	365,1	381,4	385,5	394,5	402,8	411,0	419,8	428,1	503,5	502,7	501,8	500,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	275,18	258,88	115,73	141,73	208,49	200,25	191,46	183,17	107,73	108,61	109,49	110,36
	%	40,49	38,09	21,41	24,62	32,04	30,78	29,43	28,15	16,56	16,69	16,83	16,96
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»													
Установленная мощность	Гкал/час	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
то же в %	%	0,39	0,39	0,39	0,40	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,44
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76	99,76
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30	10,30
то же в % от нагрузки	%	16,39	16,47	16,66	16,86	17,07	17,28	17,49	17,71	17,94	18,17	18,40	18,65
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	52,550	52,237	51,506	50,776	50,046	49,316	48,586	47,855	47,125	46,395	45,665	44,935
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	36,91	37,2	37,9	38,7	39,4	40,1	40,9	41,6	42,3	43,1	43,8	44,5
	%	37,00	37,3	38,0	38,8	39,5	40,2	41,0	41,7	42,4	43,2	43,9	44,6

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

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории муниципального образования не предусмотрена.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения

В период до 2029 года к централизованному теплоснабжению планируется подключить только одно промышленное предприятие: ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш». Плановый срок подключения – 2026 год. Подключение иных промышленных предприятий на расчетный срок не предполагается.

Ожидается, что теплоснабжение всех перспективных промышленных предприятий будет осуществляться индивидуально: от собственных источников тепловой энергии.

Возможность подключения других перспективных промышленных потребителей к Волгодонской ТЭЦ-2 будет осуществима только при условии наращивания установленной мощности комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источника.

7.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

В законе «О теплоснабжении» дано определение радиуса эффективного теплоснабжения, который представляет собой максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Под зоной действия источника тепловой энергии подразумевается территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети

системы теплоснабжения.

Решение задачи о том, нужно или не нужно трансформировать зону действия источника тепловой энергии, является базовой задачей построения эффективных схем теплоснабжения. Критерием выбора решения о трансформации зоны является не просто увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат.

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

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- затраты на увеличение резерва мощности у источника тепловой энергии;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Для оценки затрат применяется методика, которая основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения,

состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя определяются по формуле:

$$C = Z * Q * L,$$

где Q – мощность потребления;

L – протяженность тепловой сети от источника до потребителя;

Z – коэффициент пропорциональности, который представляет собой удельные затраты в системе на транспорт тепловой энергии (на единицу протяженности тепловой сети от источника до потребителя и на единицу присоединенной мощности потребителя).

Для упрощения расчетов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника тепловой энергии будем условно разбивать на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитаем усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки (L_i) по формуле:

$$L_i = \Sigma(Q_{зд} * L_{зд}) / Q_i,$$

где i – номер зоны нагрузок;

$L_{зд}$ – расстояние по трассе (либо эквивалентное расстояние) от каждого здания зоны до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ – присоединенная нагрузка здания;

Q_i – суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \Sigma Q_{зд}$;

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии:

$$Q = \Sigma Q_i$$

Средний радиус теплоснабжения по системе определяется по формуле:

$$L_{cp} = \Sigma(Q_i * L_i) / Q$$

Определяется годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии (A),

Гкал. При этом:

$$A = \sum A_i$$

где A_i – годовой отпуск тепла по каждой зоне нагрузок.

Среднюю себестоимость транспорта тепла в зоне действия источника тепловой энергии принимаем равной тарифу на транспорт T (руб/Гкал).

Годовые затраты на транспорт тепла в зоне действия источника тепловой энергии, (руб/год):

$$B = A * T.$$

Среднечасовые затраты на транспорт тепла по зоне источника тепловой энергии:

$$C = B / \text{Ч},$$

где Ч – число часов работы системы теплоснабжения в год.

Удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла рассчитываются по формуле:

$$Z = C / (Q * L_{cp}) = B / (Q * L_{cp}) * \text{Ч}$$

Величина Z остается одинаковой для всей зоны действия источника тепловой энергии.

Среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон, (руб/ч):

$$C_i = Z * Q_i * L_i$$

Вычислив C_i и Z , можно рассчитать для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии разницу в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника.

Подход к расчету радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

На электронной схеме наносится зона действия источника тепловой энергии с определением площади территории тепловой сети от данного источника и присоединенной тепловой нагрузки.

Определяется средняя плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии (Гкал/ч/Га, Гкал/ч/км²).

Зона действия источника тепловой энергии условно разбивается на зоны крупных нагрузок с определением их мощности Q_i и усредненного расстояния от источника до условного центра присоединенной нагрузки (L_i).

Определяется максимальный радиус теплоснабжения, как длина главной магистрали от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, присоединенного к этой магистрали L_{\max} (км).

Определяется средний радиус теплоснабжения по системе $L_{\text{ср}}$.

Определяются удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла $Z = C/(Q * L_{\text{ср}}) = B / (Q * L_{\text{ср}}) \times Ч$

Определяются среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон C_i , руб./ч.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне с учетом расстояния до источника B_i , млн. руб.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне без учета расстояния до источника $B_{i0} = A_i * T$, млн. руб.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

В таблице 39 приведены результаты расчета радиусов эффективного теплоснабжения котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация».

Радиусы эффективного теплоснабжения изображены на рисунке 39.

Таблица 39. Радиусы эффективного теплоснабжения

Система теплоснабжения	Радиус эффективного теплоснабжения $R_{\text{эф}}$, км
Котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	3,80
Волгодонская ТЭЦ-2	6,06

Существующая жилая, промышленная и социально-административная застройка города полностью находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, и подключение новых потребителей в границах сложившейся застройки экономически оправдано.

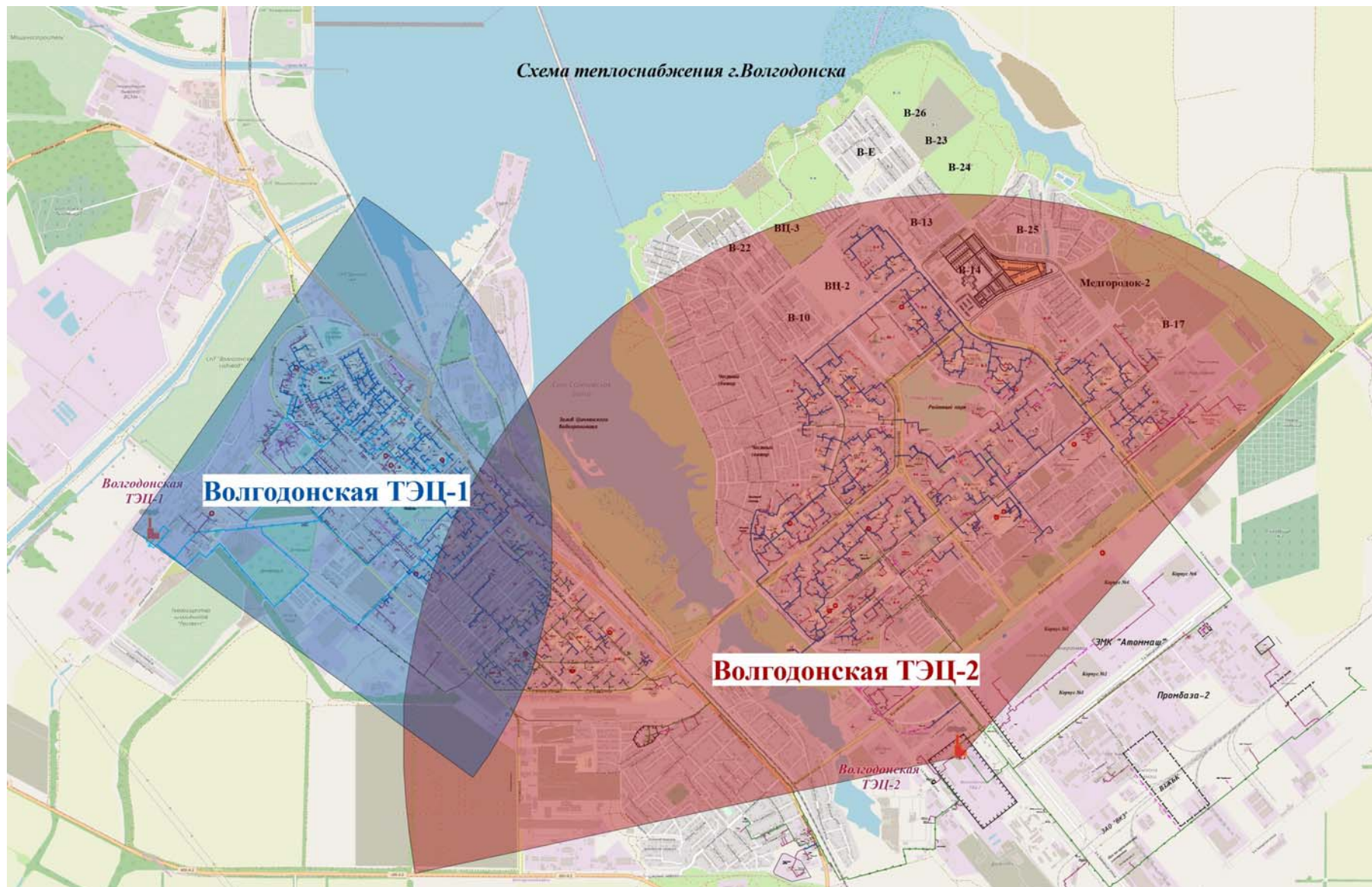


Рисунок 46. Радиусы эффективного теплоснабжения

7.16. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

На обоих источниках теплоснабжения г.Волгодонска имеется резерв тепловой мощности нетто.

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

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии осуществляется только на Волгодонской ТЭЦ-2. Присоединение перспективных нагрузок не повлияет на максимальную выработку электрической энергии.

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

Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке представлено в разделе 7.12.

7.19. 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 настоящей Главе предложены мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, направленные на развитие системы теплоснабжения г. Волгодонска для дальнейшего обеспечения существующих и перспективных абонентов надежным и качественным теплоснабжением.

В Главе 7 во всех предлагаемых случаях прокладки (перекладки) тепловых сетей предлагаются к внедрению следующие трубопроводы - стальные трубопроводы предизолированные ППИМ, отличающиеся относительно невысокой стоимостью, отсутствием необходимости применения системы ОДК благодаря паропроницаемости изоляции, устойчивостью к старению, дешевой ремонтпригодностью.

Структура ППИМ изоляции на трубопроводе представлена на рисунке 47.

При прокладке труб следует использовать сильфонные компенсаторы температурных расширений трубопроводов.

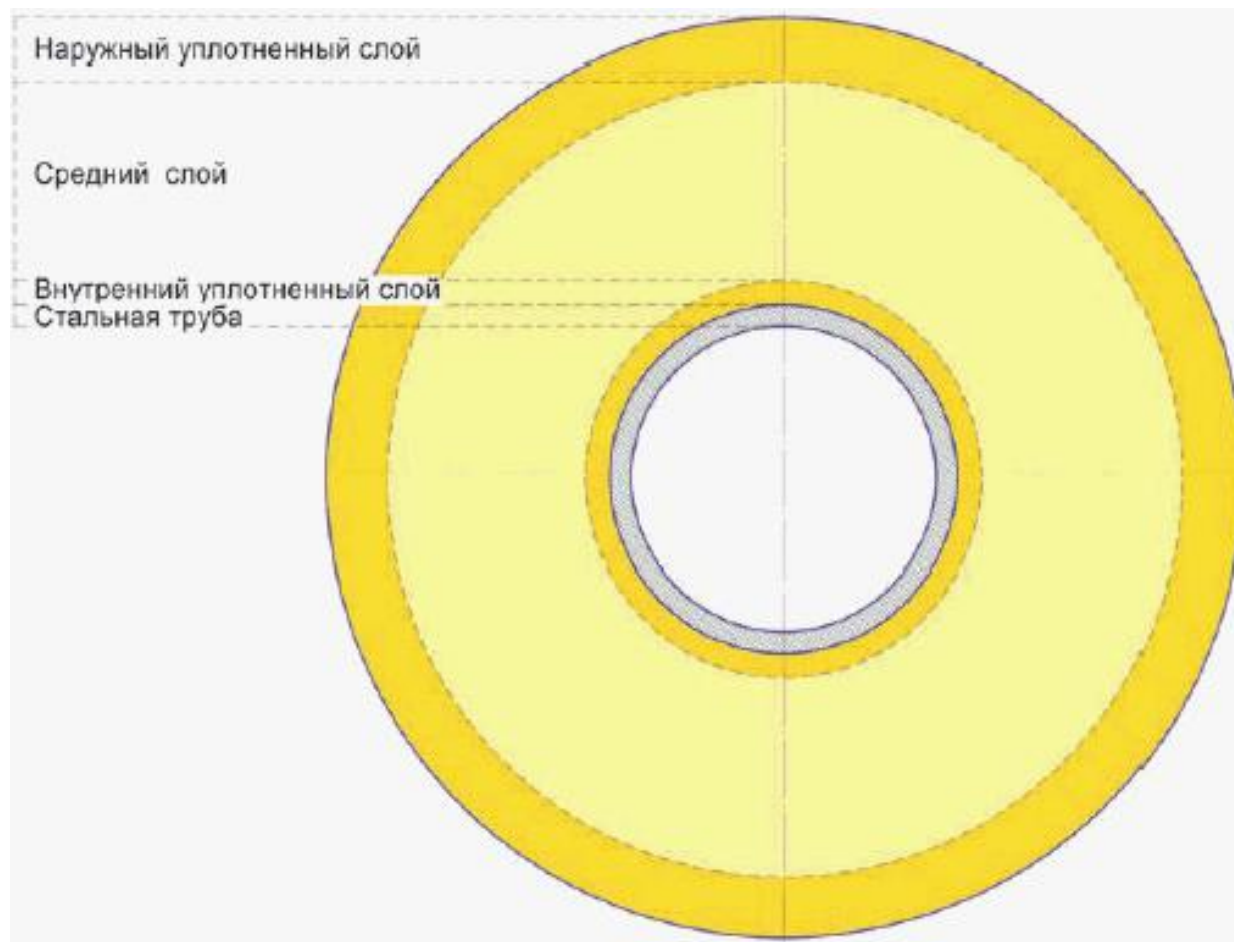


Рисунок 47. Структура ППМ изоляции на трубопроводе

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

В настоящий момент теплоснабжение г.Волгодонска осуществляют два источника тепловой энергии.

Транспорт тепловой энергии осуществляется по водяным закольцованным тепловым сетям. Тепловые сети источников соединены между собой перемычкой. Согласно принятому варианту развития, такая схема теплоснабжения города на перспективу сохранится.

Согласно тепловым балансам, представленным в Главе 7, в настоящий момент и на перспективу дефицит тепловой мощности не будет наблюдаться ни на одном источнике города. В связи с этим, необходимость в реконструкции и строительстве тепловых сетей для перераспределения тепловой нагрузки из зон с ее избытком в дефицитные зоны отсутствует.

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

К 2029 году в г. Волгодонске ожидается значительный прирост жилой и общественной застройки. Перечень перспективных планировочных застроек и их тепловые нагрузки подробно представлены в Главе 2.

Для теплоснабжения новых кварталов необходимо осуществить строительство новых участков тепловых сетей. Диаметры трубопроводов тепловых сетей, подлежащих строительству для присоединения перспективных потребителей к системе теплоснабжения, рассчитаны с помощью программного обеспечения ZuluThermo 8.0.

Перечень необходимых участков тепловых сетей, для присоединения потребителей, представлен в таблице 40. Наименования участков соответствуют обозначениям, принятым в перспективной электронной модели системы теплоснабжения г. Волгодонска.

При этом следует отметить, что в таблице представлены только вводы трубопроводов тепловых сетей в кварталы перспективной застройки.

Предполагается, что внутриквартальную трассировку системы теплоснабжения будут производить компании-застройщики за собственные средства.

Таблица 40. Характеристика новых тепловых сетей для присоединения перспективных абонентов

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
IV-9*	IV-9н*	275,95	0,4	0,4
IV-9н*	TK-116	116,76	0,4	0,4
TK-116	TK-130	267,982	0,35	0,35
TK-130	TK-61	112,233	0,3	0,3
TK-61	TK-114	95,975	0,3	0,3
TK-114	TK-110	118,096	0,25	0,25
TK-110	TK-40	20,493	0,125	0,125
TK-40	TK-83	167,057	0,125	0,125
TK-83	TK-63	56,892	0,125	0,125
TK-63	TK-65	56,892	0,125	0,125
Уз-III-4	Степная,22	200	0,07	0,07
ВШО555-1	Морская 23д	32,25	0,05	0,05
TK-2-9-2-2а	TK-2-9-2-2б	254	0,07	0,07
TK-2-9-2-2б	TK-2-9-2-2в	200	0,07	0,07
TK-II-9-4-ВОС	TK-29	319	0,3	0,3
Уз-16-3а-1а	Уз-16-3а-1б	105,578	0,15	0,15
KTC-9-9	Мол7 ТК	60	0,07	0,07
УТ-34-56	УТ-34-67	53,94	0,15	0,15
УТ-34-67	TK-28	258,335	0,125	0,125
TK-28	TK-25	126,192	0,125	0,125
TK-25	TK-23	77,836	0,1	0,1
TK-23	TK-22	44,198	0,08	0,08
TK-22	TK-21	29,172	0,07	0,07
УТ-34-59	TK-12	57,585	0,175	0,175
TK-12	TK-6	35,475	0,125	0,125
TK-6	TK-11	29,766	0,1	0,1
TK-12	TK-10	103,752	0,15	0,15
TK-10	TK-8	60,709	0,125	0,125
TK-8	TK-9	76,351	0,1	0,1
TK-5	УТ-11н-7	603,08	0,15	0,15
УТ-11н-7	TK-163	365,94	0,125	0,125
TK-163	TK-160	163,207	0,125	0,125
TK-160	TK-165	40,612	0,125	0,125
TK-165	TK-156	42,097	0,1	0,1
TK-156	TK-158	48,62	0,8	0,8
УТ-34-81	УТ-34-81*	53,14	0,15	0,15
УТ-34-81*	TK-13	164,846	0,125	0,125
TK-13	TK-14	142,307	0,1	0,1
УТ-34-82	УТ-11н-3	229,2	0,125	0,125
УТ-11н-3	УТ-11н-6	582,93	0,5	0,5
УТ-11-90	УТ-11н-1	661,05	0,3	0,3
УТ-11н-1	УТ-11н-2	633,22	0,25	0,25
УТ-11н-4	УТ-11н-2	843,01	0,1	0,1
УТ-11н-1	УТ-11н-3	843,04	0,175	0,175
УТ-11н-3	УТ-11н-4	627,11	0,2	0,2
УТ-11н-4	УТ-11н-5	578,4	0,15	0,15
УТ-11н-7	УТ-11н-6	695,13	0,125	0,125
УТ-11-122	Энтузиастов- Ленинградская В- 12	112,79	0,07	0,07
TK-69	TK-70	122,507	0,2	0,2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ТК-70	ТК-71	27,049	0,175	0,175
ТК-71	ТК-72	13,211	0,175	0,175
ТК-72	ТК-96	74,129	0,175	0,175
ТК-96	ТК-95	15,477	0,175	0,175
ТК-95	ТК-94	127,402	0,175	0,175
ТК-94	ТК-93	15,114	0,175	0,175
ТК-93	ТК-91	68,651	0,15	0,15
ТК-91	ТК-89	21,912	0,15	0,15
ТК-89	ТК-88	7,722	0,125	0,125
ТК-88	ТК-90	17,831	0,125	0,125
ТК-90	ТК-80	58,498	0,125	0,125
ТК-80	ТК-79	15,356	0,125	0,125
ТК-79	ТК-78	43,417	0,125	0,125
ТК-78	ТК-77	16,786	0,1	0,1
ТК-77	ТК-75	70,719	0,1	0,1
Ут-11-90а	Новое строительство	280,96	0,25	0,25
ТК-34-59-23	Новое строительство	161,16	0,1	0,1
ТК-34-52-13	ТК-34-52-13а	30,4	0,15	0,15
ТК-34-43-64	ТК-34-43-64*	511,24	0,35	0,35
ТК-139	ТК-146	157,597	0,35	0,35
ТК-146	ТК-145	74,206	0,3	0,3
ТК-145	ТК-181	100,254	0,3	0,3
ТК-181	ТК-179	155,639	0,25	0,25
ТК-179	ТК-169	26,246	0,25	0,25
ТК-169	ТК-161	149,732	0,2	0,2
Ут-17а-103а-5	ТК-153	103,631	0,125	0,125
ТК-153	ТК-141	7,777	0,1	0,1

По результатам гидравлического расчета перспективной электронной модели г. Вологодска было определено, что все существующие магистральные трубопроводы способны обеспечить заявленную перспективную тепловую нагрузку. Однако, при расширении застройки необходимо будет увеличивать диаметр подводящего магистрального трубопровода (например, при расширении застройки квартала В-17 потребуется увеличение диаметра тепломагистрали 17а с Ду400 на Ду500).

Стоимость реализации мероприятия по строительству трубопроводов рассчитана с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2017 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ № 1011/пр от 21.07.2017 года.

НЦС рассчитаны в ценах 2017 года для базового района Московская область. Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств,

необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы. В показателях стоимости учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для строительства тепловых сетей в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Нормативы разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положена проектно-сметная документация по объектам-представителям. Проектно-сметная документация объектов-представителей имеет положительное заключение государственной экспертизы и разработана в соответствии с действующими нормами проектирования.

Приведенные показатели предусматривают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин и механизмов, накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений и дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям, расходы на страхование строительных рисков, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, содержание службы заказчика строительства и строительный контроль, резерв средств на непредвиденные расходы.

Стоимость материалов учитывает все расходы (отпускные цены, наценки снабженческо-сбытовых организаций расходы на тару, упаковку и реквизит, транспортные, погрузочно-разгрузочные работы и заготовительно-складские расходы), связанные с доставкой материалов, изделий, конструкций от баз (складов) организаций-подрядчиков или организаций-поставщиков до приобъектного склада строительства.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 4 кв.2019 г. для Ростовской области использованы коэффициенты перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен субъектов Российской Федерации согласно приложению №17 к приказу Министерства регионального развития Российской Федерации от 30 декабря 2011 года №643 и рекомендуемые коэффициенты, учитывающие регионально-климатические условия осуществления строительства (приложения №1) и зональные коэффициенты изменения стоимости строительства в разрезе субъекта Российской Федерации (приложение №2), представленные в МДС 81-02-2011 «Методические рекомендации по применению государственных сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры».

Итоговая стоимость прокладки новых сетей теплоснабжения до перспективных кварталов города в ценах 2019 года составляет 167 122,06 тыс. руб. (с НДС).

Финансирование мероприятия предлагается осуществить за счет введения платы за подключение объектов строительства к централизованной системе теплоснабжения.

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

Принятая на перспективу схема теплоснабжения потребителей предполагает сохранение существующей системы транспорта тепла до потребителей. В настоящий момент тепловые сети котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и Волгодонская ТЭЦ-2 уже имеют переемычку, соединяющую данные системы.

Для осуществления взаимных финансовых расчетов между ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») и ООО «Волгодонская тепловая генерация», а также осуществления контроля и сведения баланса работы коммерческого узла учета «ВдТЭЦ2. Вывод ЮЗР» при проведении подпитки, ООО «ТЭЦ-1» выданы технические условия на проектирование и монтаж узла учета тепловой энергии и теплоносителя в межотопительный период в ШО-III-1 (ул. Маяковская) и ТК-III-23 (ул. Ленина). С 16.09.2019 г., на основании актов №1 и №2 ввода в эксплуатацию,

расчет за потребленную тепловую энергию и теплоноситель между ООО «Волгодонские тепловые сети» и ООО «ТЭЦ-1» (ныне ООО «Волгодонская ТЭЦ-1») осуществляется по установленным приборам учета.

В зимний период времени ни один из источников теплоснабжения не сможет покрывать тепловую нагрузку всего города по причине нехватки тепловой мощности.

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

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения данным проектом предусмотрено строительство и реконструкция тепловых сетей, в том числе их техническое перевооружение в объемах, указанных в нижеследующей таблице.

Таблица 41. Предложения по техническому перевооружению участков тепловых сетей с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения без НДС, в ценах 2019 г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Тепловая магистраль Промбаза-II от УЗР-2 до НО-53, модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-2 до УТ-1а	37 765,3
2	Реконструкция тепловой магистрали №17а на участке от УЗ-34-39 до НО-247	14 611,0
3	Реконструкция тепловой магистрали №16 от УЗ-9-3 до УЗ-12 (753,0 тр. м)	28 713,0
4	Техпереворужение тепломагистрали № 21 от УЗ-9-4 до УЗ-24.	51 826,0
5	Техпереворужение тепловой магистрали № 7 от УТ-5-37 до НО-144	40 627,0
6	Реконструкция тепловой магистрали №10 (от УЗ-9-7 до УЗ-10-7а) и (от УЗ-10-33 до УЗ-10-36)	63 617,5
7	Новое строительство-закольцовка. Тепловая сеть в квартале В-6 от УТ-34-42 до УТ-17-109-16 (Ду-150мм., L=529тр.м.).	26 910,0
8	Новое строительство – закольцовка Ду 150 мм протяженностью 400 тр. м от ТК-7-70-4 до ТК-34-52-16, ул.К.Маркса, 14-16, Кв.В-7	22 046,7
9	Техпереворужение тепломагистрали 1 вывод с ТЭЦ-2 на УЗР-1	6 500,0
10	Техпереворужение тепломагистрали от ТК-IV-1 до ТК-III-7-12	116 277,5
11	Тепловая трасса ЮЗР-1 от ТК-III-6 до ТК-III-3-17. Техпереворужение на участке от ТК-III-6 до ТК- III-3-7 и от ТК-III-3-7 до III-3-17.	60 550,0
12	Техпереворужение тепломагистрали №17 от УЗ-16-12 до УЗ-17-111	49 455,0
13	Техпереворужение тепломагистрали №9 от УЗР-1 до УЗ-9-7 модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-1 до ТК II-9-1	6 666,7
14	Техпереворужение тепловой магистрали №22 от УЗ-9-4 до СК-1	62 406,7

№ п/п	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.
15	Техпервооружение тепловой магистрали № 4 от УП-1 по ул.Курчатова до УЗ-19а	4 416,7
16	Техпервооружение тепловой магистрали №12 от УЗ-4-19а до ж/д 101 (М.Кошевого 4)	5 333,3
Всего по разделу		597 722,3

Реализация данных мероприятий позволит повысить энергетическую эффективность эксплуатации тепловых сетей города Волгодонска.

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

В настоящий момент тепловые сети г. Волгодонска закольцованы. В случае возникновения прорывов трубопроводов тепловой сети имеется возможность транспортировки тепла до потребителей по резервной (временной) схеме. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не требуется.

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

В разделе 4 настоящей работы был произведен расчет перспективных тепловых нагрузок на вновь осваиваемые районы города, с разбиением по источникам теплоснабжения. По результатам данной работы была составлена перспективная электронная модель системы теплоснабжения г. Волгодонска по состоянию на 2029 год. Гидравлический расчет перспективной системы теплоснабжения, проведенный в ПО ZuluThermo, показал, что необходимости в реконструкции тепловых сетей с целью увеличения их диаметра для пропуска перспективного расхода теплоносителя не требуется.

Дополнительно, в рамках выполнения работ по Схеме теплоснабжения был рассмотрен вопрос возможности и целесообразности снижения диаметров существующих магистральных участков трубопроводов Ду>500 мм при выполнении работ по замене тепловой сети.

Для определения целесообразности снижения диаметров, были выполнены гидравлические расчеты на существующие диаметры трубопроводов и на

заниженные (снижение диаметров на 1 ряд сортамента трубопровода: с 1200 до 1000 мм, с 1000 до 900 и т.д. до с 500 на 400 мм). Располагаемый напор на источниках составлял 60 м в. ст., расчетная температура в подающем и обратном трубопроводах соответственно 114 и 60 °С.

В результате выполненных расчетов, было установлено, что скорость движения теплоносителя в трубопроводах увеличиться в 1,4 раза и будет достигать значения в 3,5 м/с на головных участках магистральных трубопроводов. Данное значение значительно превышает рекомендуемое для проектирования значение скорости теплоносителя 1,5 м/с. При этом, согласно режиму с пониженными диаметрами трубопроводов, смоделированному в электронной модели, увеличение удельных линейных потерь напора в подающих и обратных трубопроводах в среднем будет составлять 2-2,5 раза, что не позволит источнику обеспечить необходимый располагаемый напор у потребителей. Для выдерживания столь «тяжелого» гидравлического режима, на источнике придется повысить напор на 89 м.вод.ст., что в сумме составит 149 м.вод.ст.

Следует также отметить, что с уменьшением сечения трубопроводов, одновременно увеличиваются эксплуатационные затраты на транспортировку теплоносителя, из-за роста удельного расхода электроэнергии на перекачивание теплоносителя, что в обязательном порядке вызовет рост тарифа на тепловую энергию, а также, крайне негативно скажется на надежности системы в целом (так как с ростом избыточного давления в трубопроводе потенциально увеличивает вероятность аварийной ситуации – прорыв трубопровода).

Увеличение затрат электроэнергии насосным агрегатом на перекачку теплоносителя, кВт*ч, определяются по формуле:

$$\Delta N = (\rho * G_p * (H_2 - H_1) * g) / (3600 * \eta_{нас} * \eta_{эд})$$

где G_p - расчетный расход теплоносителя, перекачиваемого насосом, м³/ч, принимаемый в зависимости от назначения насоса;

H_1 – фактический напор, м, развиваемый насосом при расчетном расходе теплоносителя;

H_2 - требуемый напор, м, развиваемый насосом при расчетном расходе

теплоносителя;

$\eta_{\text{наос и ЭД}}$ - КПД насоса и электродвигателя, %

ρ - плотность теплоносителя при его средней температуре за каждый период работы насосного агрегата, кг/м.

$$\Delta N = \frac{(0,99 * 9390 * 9,81 * (149 - 59))}{3600 * 0,87 * 0,95} = 2786,32 \text{ кВт} * \text{ч}$$

Прирост удельного расхода электрической энергии на перекачку 1 тонны теплоносителя составит:

$$\frac{\Delta N}{G_p} = \frac{2786,32}{9390} = 0,297 \text{ кВт} * \text{ч/т}$$

При этом значение потребления электрической энергии насосом при фактическом напоре составляет лишь 0,1978 кВт*ч/т, то есть увеличение составит 2,5 раза.

В дополнение, обеспечение располагаемого напора до необходимого потребует замену установленного насосного оборудования на источнике, что повлечет дополнительные затраты, в случае принятия решения по снижению диаметров магистральных участков теплосетей.

Опираясь на вышеизложенное, считаем снижение диаметров магистральных участков тепловых сетей при реконструкции нецелесообразным, так как возрастут эксплуатационные издержки, снизится надежность функционирования тепловых сетей.

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

Основной проблемой организации качественного и надежного теплоснабжения является износ муниципальных тепловых сетей. В настоящее время сети, проложенные до 1984 года, исчерпали эксплуатационный ресурс в 30 лет. Сети работают на конструктивном запасе прочности.

В такой ситуации замене тепловых сетей отводится первостепенное значение.

Применяемые морально устаревшие технологии и оборудование не позволяют обеспечить требуемое качество поставляемых населению услуг теплоснабжения.

Использование устаревших материалов, конструкций и трубопроводов в жилищном фонде приводит к повышенным потерям тепловой энергии, снижению температурного режима в жилых помещениях, повышению объемов водопотребления, снижению качества коммунальных услуг.

Механизм реализации программы реконструкции тепловых сетей включает в себя организационные мероприятия, разработку проектно-сметной документации, строительные-монтажные работы.

Реализация мероприятий реконструкции тепловых сетей позволит:

- реализовать мероприятия по развитию и модернизации сетей и объектов теплоснабжения, направленные на снижение аварийности, снизить потери тепловой энергии в процессе ее производства и транспортировки ресурса, повысить срок службы котельного оборудования, снизить уровень эксплуатационных расходов организаций, осуществляющих предоставление коммунальных услуг на территории муниципального образования;
- снизить риск возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах теплоснабжения;
- обеспечить стабильным и качественным теплоснабжением население;
- повысить эффективность планирования в части расходов средств местного бюджета на реализацию мероприятий по развитию и модернизации объектов коммунальной инфраструктуры муниципальной собственности.

Реконструкцию тепловых сетей необходимо осуществлять с применением современных энергосберегающих технологий и материалов. При проведении замены рекомендуется использовать стальные трубопроводы предизолированные в заводских условиях ППМ изоляцией. В качестве устройств компенсации температурных расширений таких труб необходимо применять естественные изгибы трубопроводов, на протяженных прямолинейных участках - сильфонные компенсаторы, при этом полностью отказавшись от сальниковых устройств компенсации температурных расширений.

К 2029 году необходимо осуществить замену всех участков тепловых сетей,

проложенных ранее 2000 года.

Оценка стоимости замены трубопроводов выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2017 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ № 1011/пр от 21.07.2017 года.

Итоговая стоимость реконструкции тепловых сетей, с разбиением по предлагаемым источникам финансирования, представлена в таблице 42.

Таблица 42. Стоимость реализации мероприятия по реконструкции ТС

№ п/п	Ведомственная принадлежность ТС	Стоимость реконструкции ТС в ценах 2019г., тыс. руб. (с НДС)	Источник финансирования мероприятия
1	Муниципальные ТС	1 341 566,54	Бюджетные средства
2	ТСО	2 392 243,53	Средства теплоснабжающей организации
Всего, тыс. руб.:		3 733 810,08	

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

В настоящее время на территории г. Волгодонска располагается одна насосная станция, которая находится в резерве по причине ненадобности: напоров сетевых насосов, установленных на источниках теплоснабжения, достаточно для качественного теплоснабжения всех потребителей.

Гидравлический расчет перспективной системы теплоснабжения города по состоянию на 2029 год показал, что необходимость в сооружении ПНС в перспективе отсутствует.

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

– с 1 января 2013 года подключение 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;

– с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

В настоящий момент практически все потребители тепловой энергии подключены к системе горячего водоснабжения по открытой схеме.

Приоритетным способом перехода на закрытую схему теплоснабжения является организация индивидуальных тепловых пунктов у абонентов. Данный способ является наиболее приемлемым по нескольким причинам:

– нет необходимости осуществлять прокладку дополнительных трубопроводов (снижение потерь тепловой энергии при транспортировке);

– в ИТП возможно применение местного качественного регулирования потребляемой тепловой энергии, что исключит появление перетоков или недотоков в зданиях;

– применение автоматики регулирования температуры ГВС у абонентов;

– совместно с внедрением ИТП возможно осуществить мероприятие по массовой установке общедомовых приборов учета тепловой энергии.

При этом все вводимые в эксплуатацию ИТП должны быть полностью автоматизированными, включать в себя систему погодозависимого регулирования и приборы учета тепловой энергии с возможностью автоматической дистанционной передачи данных посредством сети «интернет».

Перечень абонентов, для которых предусматривается строительство ИТП, с ориентировочными затратами на реализацию мероприятия, представлен в Приложении 5 к Тому 3.

У части потребителей тепловой энергии в городе нет технической возможности установить индивидуальные тепловые пункты по причине отсутствия достаточного места в подвале или техподполье здания. Для таких потребителей предусматривается строительство автоматизированных ЦТП с диспетчеризацией, организацией системы видеонаблюдения, сигнализацией проникновения посторонних лиц в здание ЦТП и сигнализацией задымления.

Перечень абонентов, у которых отсутствует техническая возможность установки ИТП, а также их планируемое подключение к перспективным ЦТП представлен в таблице 43.

Таблица 43. Планируемое присоединение потребителей к ЦТП

№ п/п	Адрес потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч
ЦТП-7 (0,3077Гкал/ч):		
2	пер. Донской, 31	0,052
3	ул. Морская, 18	0,052
5	ул. Ленина, 13	0,034
6	ул. Ленина, 15	0,077
7	ул. Ленина, 7	0,055
8	пер. Пушкина, 14	0,0377
ЦТП-8 (0,7143 Гкал/ч):		
1	ул. Ленина, 17	0,052
2	ул. Ленина, 19	0,05
3	пер. Донской, 46	0,095
4	ул. Морская, 20	0,052
8	пер. Донской, 42а	0,095
9	ул. Лермонтова, 23	0,12
10	ул. Лермонтова, 21	0,0991
11	ул. Лермонтова, 19	0,0992
12	ул. Ленина, 25	0,052
ЦТП-9 (0,082 Гкал/ч):		
1	ул. Волгодонская, 2а	0,034
2	ул. Волгодонская, 2б	0,034
3	ул. Советская, 16а	0,014
ЦТП-10 (0,4225 Гкал/ч):		
3	ул. Кадолина, 8	0,074
4	ул. Советская, 13	0,1255
5	ул. Кадолина, 13	0,058
6	пер. Донской, 23	0,034

7	ул. Ленина, 12	0,062
9	пер. Пушкина, 8	0,052
10	ул. Ленина, 4	0,017
ЦТП-11 (0,551 Гкал/ч):		
1	ул. Лермонтова, 6	0,077
2	ул. Лермонтова, 12	0,077
3	ул. Лермонтова, 13	0,077
4	Первомайский, 71	0,123
5	ул. Советская, 41	0,034
6	ул. Советская, 37	0,122
7	ул. Советская, 39	0,041
ЦТП-12 (0,116 Гкал/ч):		
1	ул. Химиков, 5	0,041
2	ул. Химиков, 7	0,041
3	ул. Горького, 5	0,034

В настоящее время в г. Волгодонске располагаются 5 ЦТП. Ранее данные ЦТП предназначались для теплоснабжения подключенных к ним абонентов по закрытой схеме. Однако, ввиду физического износа их теплообменного оборудования были переоборудованы в ПНС. Предлагается осуществить реконструкцию данных ЦТП путем строительства на их месте автоматизированных ЦТП блочного типа, отвечающих тем же требованиям, которые были определены ранее для предлагаемых к строительству ЦТП.

Схемы подключения абонентов к ЦТП представлены на рисунках 48-57.



Рисунок 48. Схема подключения потребителей к ЦТП-1 (Молодежная, 8а)



Рисунок 49. Схема подключения потребителей к ЦТП-2 (Курчатова, 146)

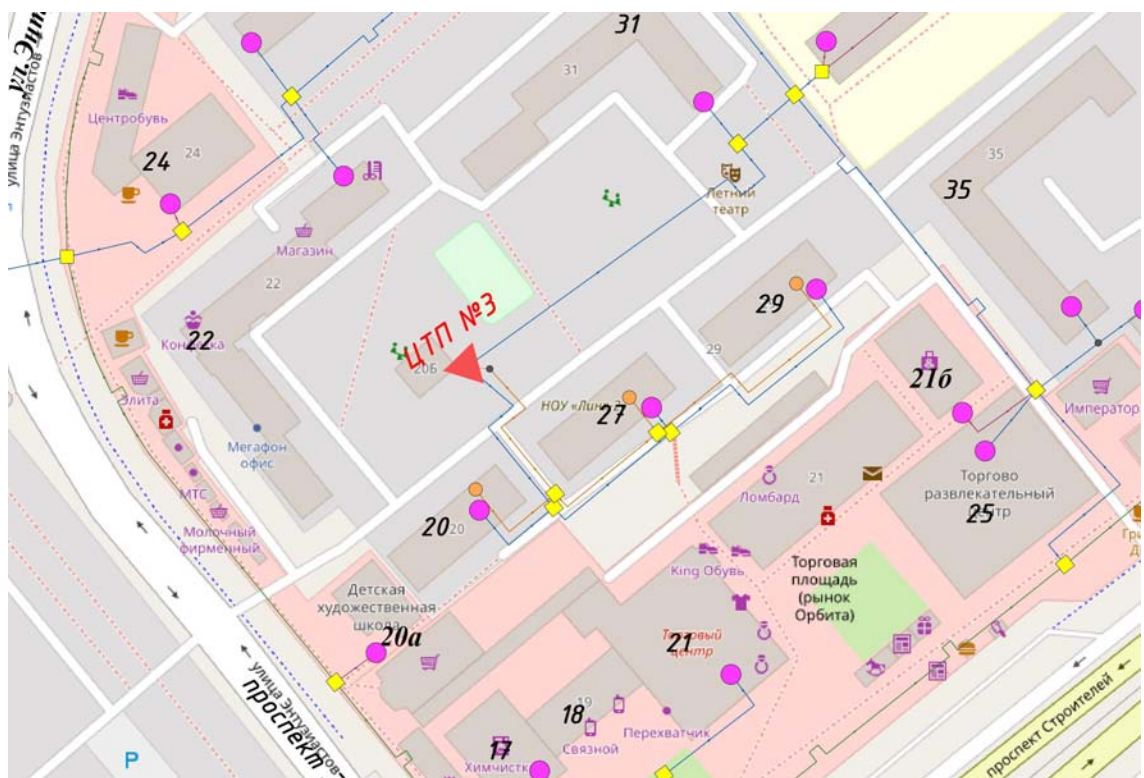


Рисунок 50. Схема подключения потребителей к ЦТП-3 (Энтузиастов, 20 б)



Рисунок 51. Схема подключения потребителей к ЦТП-4 (Курчатова, 26а)

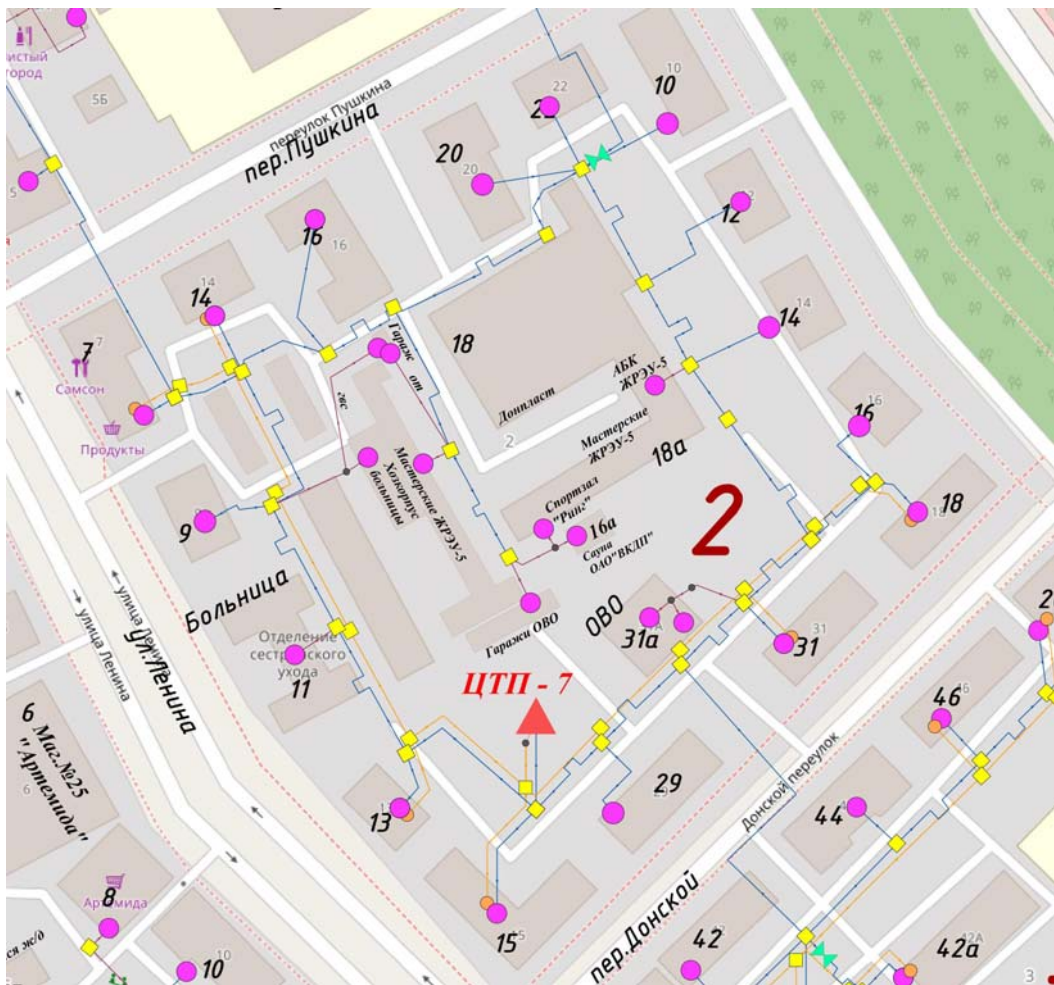


Рисунок 52. Схема подключения потребителей к ЦТП-7 (квартал 2)

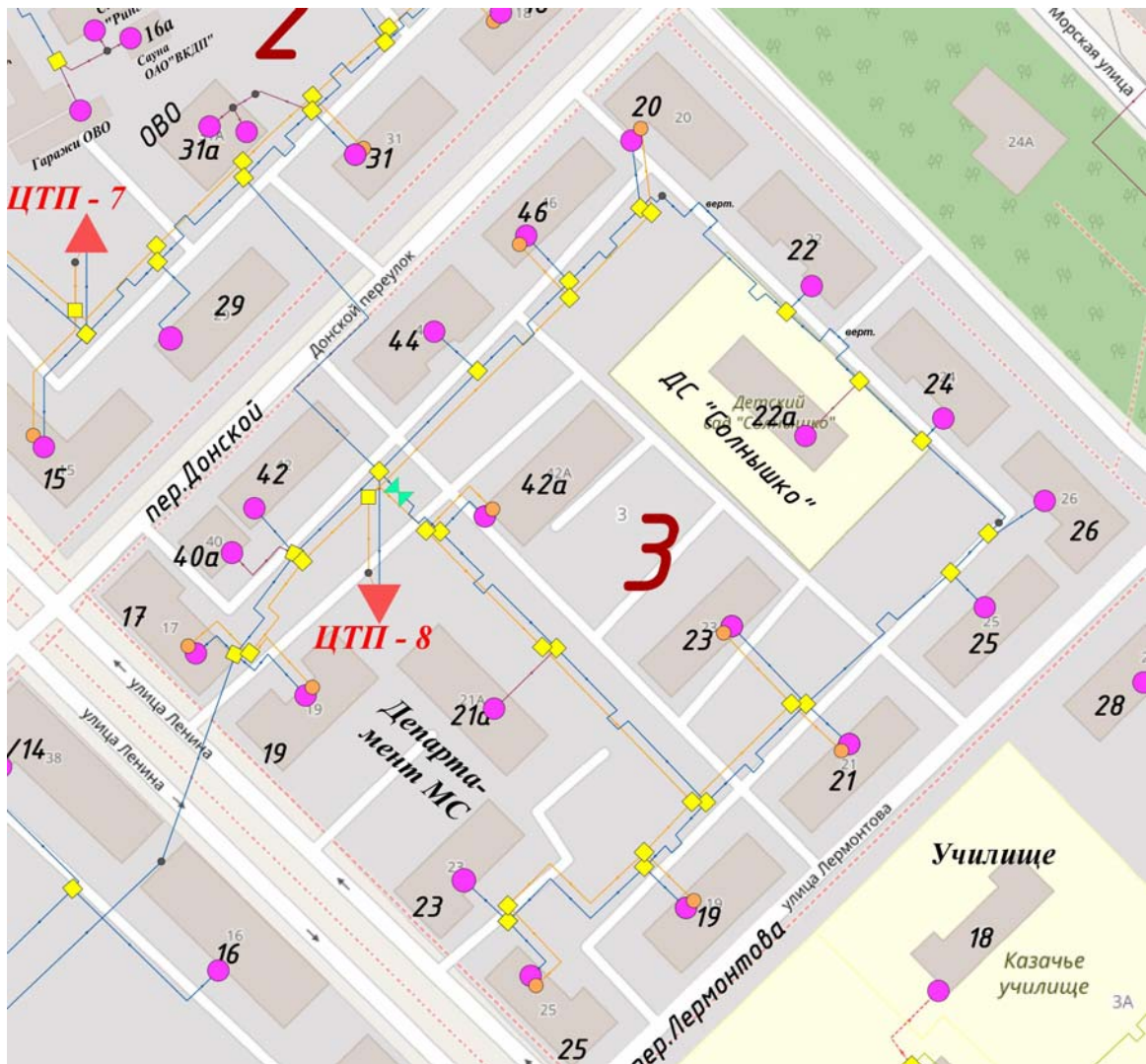


Рисунок 53. Схема подключения потребителей к ЦТП-8 (квартал 3)



Рисунок 54. Схема подключения потребителей к ЦТП-9 (квартал 14)

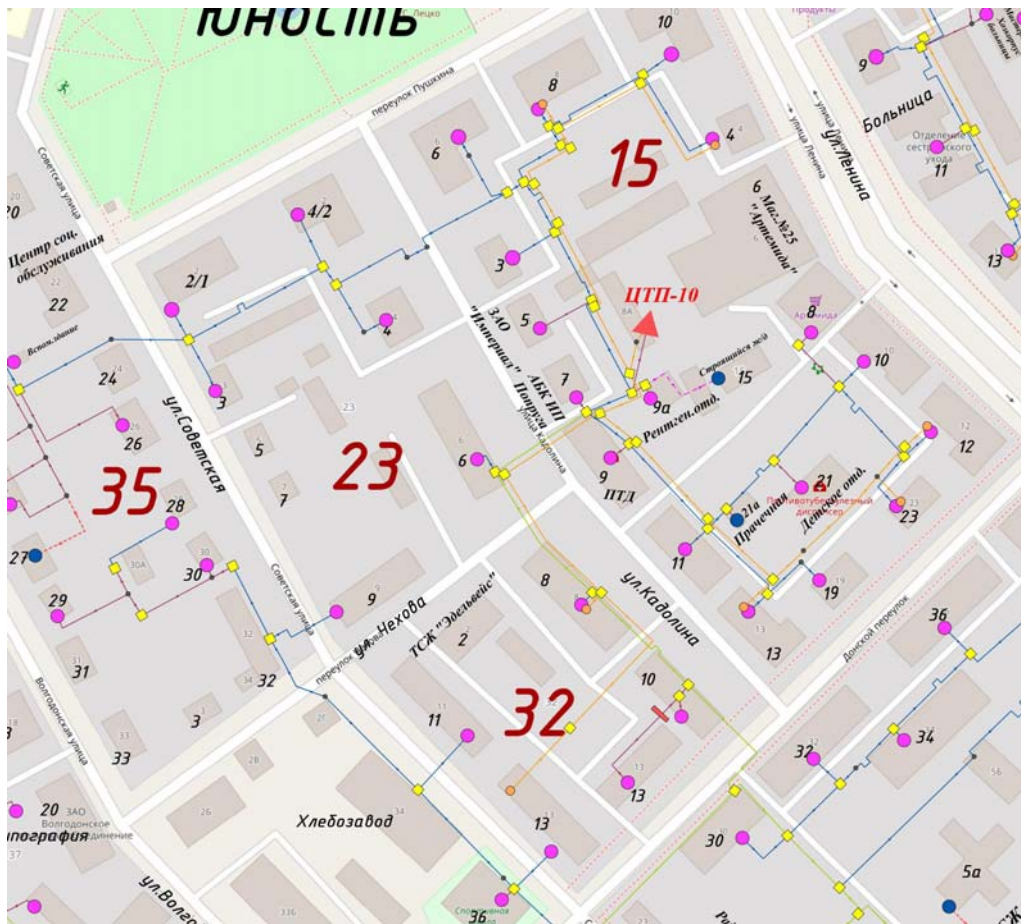


Рисунок 55. Схема подключения потребителей к ЦТП-10 (квартал 15)

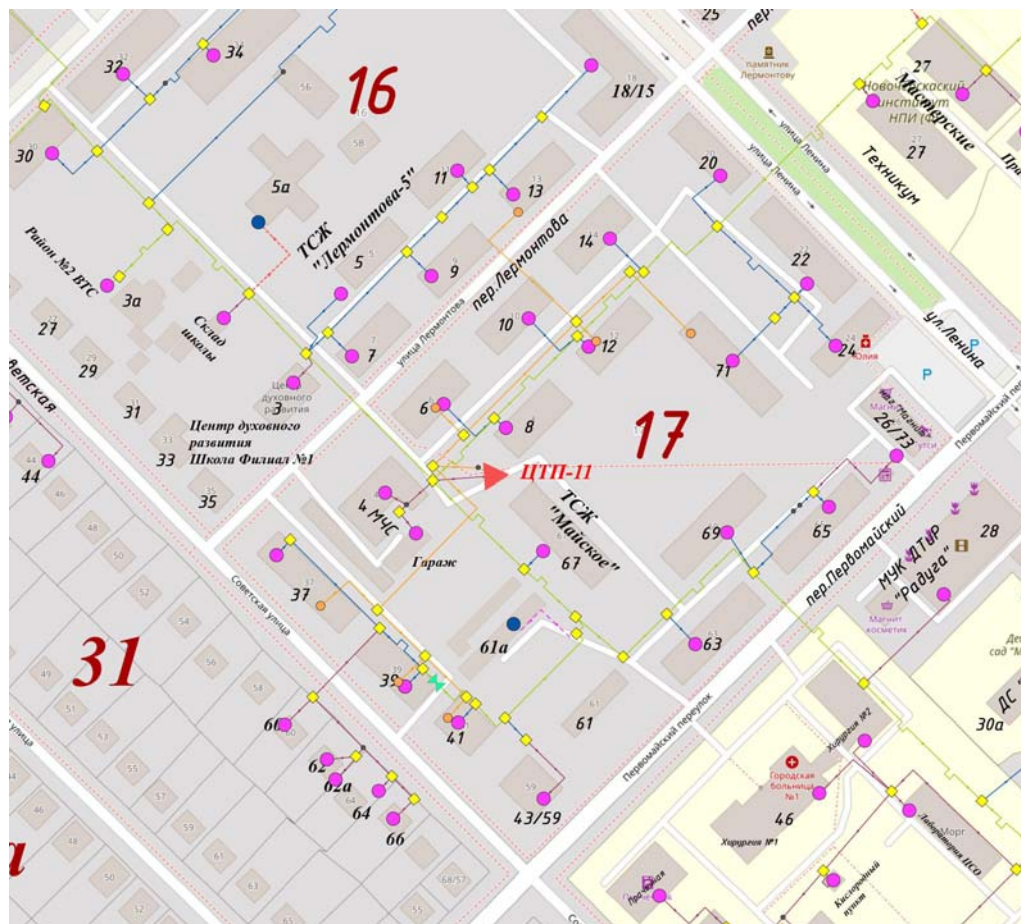


Рисунок 56. Схема подключения потребителей к ЦТП-11 (квартал 17)

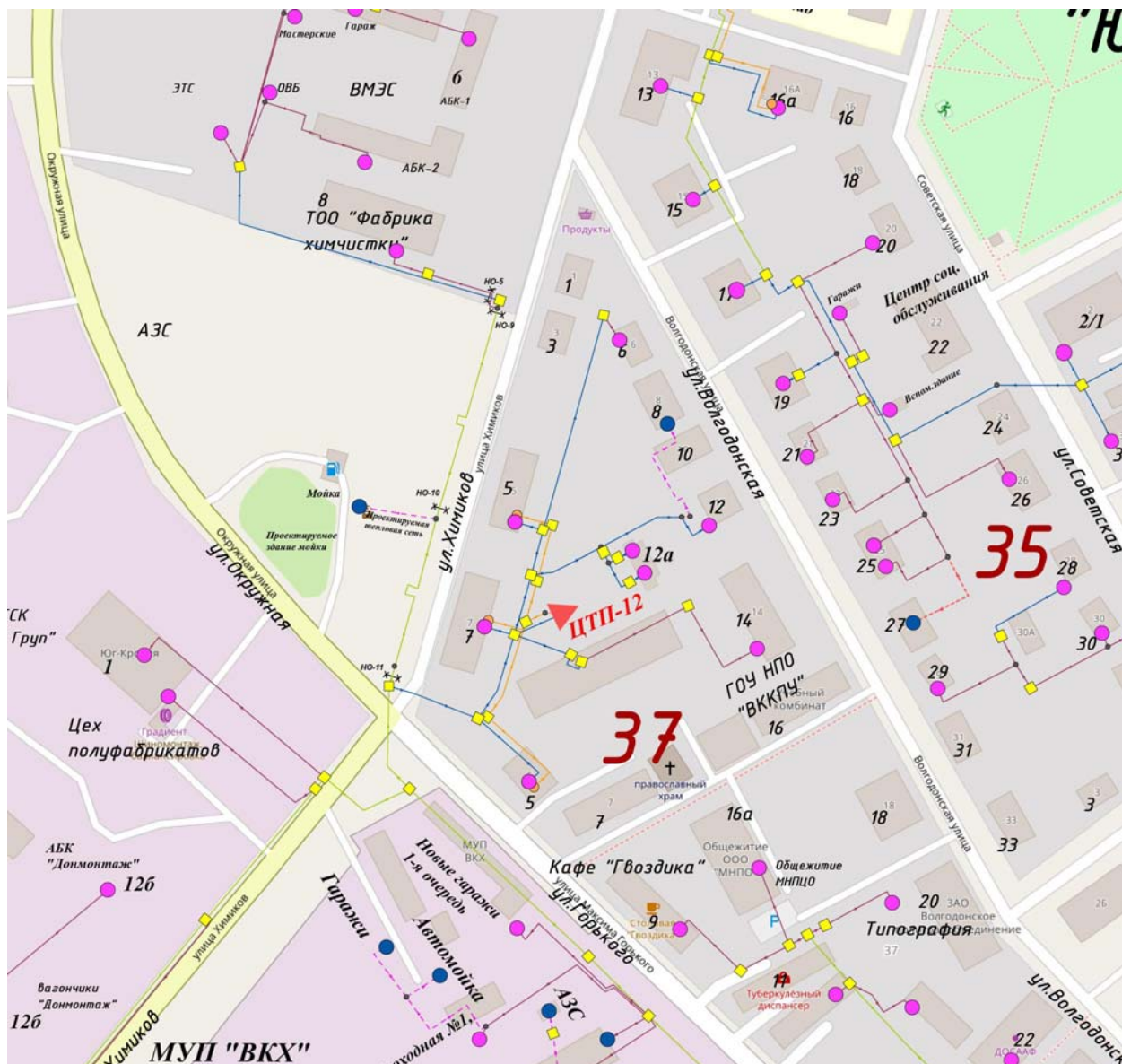


Рисунок 57. Схема подключения потребителей к ЦТП-12 (квартал 37)

Для возможности транспортировки теплоносителя на цели ГВС от ЦТП до потребителей необходимо осуществить прокладку дополнительных трубопроводов. В качестве трубопроводов предлагается использовать стальные трубопроводы предизолированные в заводских условиях ППМ изоляцией. Тип прокладки трубопроводов – бесканальный.

Перечень участков трубопроводов для прокладки представлен в Приложении 4.

9.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»:

Регулирование отпуска теплоты предусматривается: центральное – на источнике теплоты, групповое – в ЦТП, индивидуальное в ИТП и АУУ.

Основным критерием регулирования является поддержание температурного и гидравлического режима у потребителя тепла.

На источнике тепла следует предусматривать следующие способы регулирования:

- количественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника теплоты;

- качественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты;

- центральное качественно-количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать, для открытых и закрытых систем теплоснабжения, температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления.

Для отдельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам допускается предусматривать разные графики температур теплоносителя.

При теплоснабжении от центральных тепловых пунктов зданий общественного и производственного назначения, для которых возможно снижение

температуры воздуха в ночное и нерабочее время, следует предусматривать автоматическое регулирование температуры или расхода теплоносителя.

9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

В настоящий момент практически все потребители тепловой энергии подключены к системе горячего водоснабжения по открытой схеме. Перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую схему теплоснабжения (горячего водоснабжения) планируется осуществлять по средствам установки индивидуальных тепловых пунктов, что не требует прокладку дополнительных трубопроводов.

9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

Стоимость реализации мероприятия по переходу на закрытую схему теплоснабжения существующих абонентов была определена на основе анализа укрупненных сметных расчетов объектов-аналогов.

Затраты на реализацию мероприятия, а также предлагаемые источники финансирования, представлены в таблице 44.

Таблица 44. Стоимость реализации мероприятия по переходу на закрытую схему теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость реализации, тыс. руб. (с НДС)	Источник финансирования мероприятия
1	Устройство ИТП у абонентов	2 319 510,83	Собственные средства абонентов при финансовой поддержке Администрации города
2	Строительство и реконструкция ЦТП	45 310,57	Бюджетные средства
3	Прокладка трубопроводов системы ГВС	28 496,79	Бюджетные средства
Всего, тыс. руб.:		2 393 452,04	

Суммарные затраты на проведение мероприятий, направленных на модернизацию тепловых сетей и узлов ввода потребителей системы теплоснабжения г. Волгодонска, с указанием источника финансирования и разбиением по срокам внедрения, представлены в таблице 45.

Таблица 45. Итоговая таблица мероприятий по модернизации тепловых сетей (с НДС)

Наименование мероприятия	Источник финансирования	Годовые финансовые вложения, млн. руб. (с НДС)											
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого:
Реконструкция изношенных ТС, принадлежащих теплоснабжающей организации	Средства теплоснабжающей организации (инвестнадбавка в тариф)	45,59	44,06	54,00	66,44	34,28	50,59	69,17	69,92	73,73	64,52	54,51	626,80
Замена изношенных ТС, принадлежащих Администрации	Бюджетные средства	127,6	131,9	137,2	142,7	148,2	154,0	160,0	166,3	172,7	179,5	186,5	1706,6
Устройство ИТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	Собственные средства абонентов при финансовой поддержке Администрации города	745,98	771,34	802,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2319,5
Строительство ЦТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	Бюджетные средства	13,41	12,42	19,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,4
Строительство ТС для перехода на закрытую схему теплоснабжения	Бюджетные средства	12,85	13,96	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,5
Реконструкция и строительство ТС для подключения перспективных потребителей	Средства ООО "Волгодонские тепловые сети" (плата за техподключение)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого, в т.ч.:		945,40	973,70	1014,67	209,11	182,51	204,61	229,19	236,18	246,48	244,00	241,00	4726,86
Бюджетные средства		153,83	158,30	158,48	142,67	148,24	154,02	160,02	166,26	172,75	179,49	186,49	1780,54
Средства ООО "Волгодонские тепловые сети" (инвестсоставляющая в тарифе)		45,59	44,06	54,00	66,44	34,28	50,59	69,17	69,92	73,73	64,52	54,51	626,80
Средства абонентов		745,98	771,34	802,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2319,51
Средства ООО "Волгодонские тепловые сети" (плата за техподключение)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Качество горячего водоснабжения регламентируется разделом II Приложения 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 6.05.2011 г. № 354 (ред. от 27.03.2018 г., с изм. от 10.07.2018 г.) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»)

Пунктом 5, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): при эксплуатации СЦГВ температура воды в местах водоразбора не должна быть ниже + 60°C, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5°C; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3°C.

Пунктом 6, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия состава и свойств горячей воды требованиям в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.

Пунктом 7, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия давления в системе горячего водоснабжения в точке разбора – от 0,03 МПа (0,3 кгс/кв. см) до 0,45 МПа (4,5 кгс/кв.): отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В соответствии с требованиями приказа Министерства строительства и

жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4.04.2014 №162/пр «Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» показателями качества горячей воды являются:

а) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды;

б) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения протоколы исследования горячей воды не предоставлены, долю проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям, определить невозможно.

Показателями энергетической эффективности являются:

а) Уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды).

Целевой показатель потерь воды определяется исходя из данных регулируемой организации об отпуске тепловой энергии и устанавливается в процентном соотношении к фактическим показателям деятельности регулируемой организации на начало периода регулирования.

На перспективу до 2029 года фактические потери тепловой энергии сохраняются на прежнем уровне.

9.6. Предложения по источникам инвестиций

Предложения по источникам инвестиций рассмотрены в разделе 12.2 Главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

Тепловая энергия на территории г. Волгодонска вырабатывается Волгодонской ТЭЦ-2, а также котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1». К расчетному сроку в границах города строительство новых источников теплоснабжения не планируется. Всю перспективную нагрузку города будут обеспечивать существующие источники теплоснабжения.

Перспективное потребление топлива источниками тепловой энергии в условном и натуральном выражении по состоянию на расчетный срок представлено в таблицах 46 – 48. Стоит отметить тот факт, что в указанных таблицах представлен расход условного и натурального топлива только на выработку тепловой энергии. Определить расход топлива на производство электрической энергии не представляется возможным, поскольку неизвестен объем производства электроэнергии Волгодонская ТЭЦ-2 на перспективу: станция работает на оптовый рынок электроэнергии и мощности, поэтому фактическая электрическая нагрузка формируется из сложившихся цен на рынке и топливной составляющей себестоимости электроэнергии.

Увеличение потребление топлива относительно существующего положения связано с увеличением, в перспективе, производства тепловой энергии на источниках.

Таблица 46. Перспективные топливные балансы Волгодонская ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» на расчетный срок (на 2029 год)

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Год										
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Выработка т/э	Гкал	1020754,0	1029372,0	1048049,0	1065160,0	1082272,0	1100537,0	1117735,0	1268766,0	1267010,0	1265253,0	1263497,0
2	Расход т/э на собственные нужды	Гкал	3820	3820	3820	3820	3820	3820	3820	3820	3820	3820	3820
	то же	%	0,37%	0,37%	0,36%	0,36%	0,35%	0,35%	0,34%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%
3	Отпуск т/э с коллекторов	Гкал	1016954,0	1025572,0	1044249,0	1061360,0	1078472,0	1096737,0	1113935,0	1264966,0	1263210,0	1261453,0	1259697,0
4	Покупка т/э	Гкал											
5	Отпуск т/э в сеть	Гкал	1016954,0	1025572,0	1044249,0	1061360,0	1078472,0	1096737,0	1113935,0	1264966,0	1263210,0	1261453,0	1259697,0
6	Потребление ресурсов												
6.1	Расход условного топлива	т у.т.	181285,9	182816,5	186133,5	189172,4	192211,5	195455,4	198509,7	225332,8	225021,0	224708,9	224397,1
	удельный расход условного топлива на выработку т/э	кг у.т./Гкал	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6	177,6
6.2	Расход натурального топлива												
	газ	тыс. м ³	155975,1	157292,0	160145,9	162760,5	165375,3	168166,3	170794,2	193872,3	193604,0	193335,5	193067,2
	мазут*	т н.т.											
6.3	Расход электроэнергии	тыс. кВт·ч	55161,5	56096,9	58151,0	60065,3	62010,8	64121,5	66141,2	85223,1	84987,4	84751,8	84516,7
	удельный расход э/э на выработку т/э	кВт·ч/Гкал	54,04	54,49	55,53	56,38	57,29	58,26	59,17	67,16	67,07	66,98	66,88
6.4.	Расход воды всего**	тыс. м ³	2041,51	2058,45	2097,80	1597,52	1082,12	440,15	447,03	507,45	506,74	506,04	454,80
	удельный расход воды на выработку т/э	м ³ /Гкал	2	2	2	1,5	1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,36

* – мазут является резервным топливом, годовое потребление мазута составляет менее 0,2%, в перспективе до 2029 ожидается, что данная тенденция сохранится.

** – снижение расхода воды на производство тепловой энергии связано с переходом на закрытую схему теплоснабжения потребителей к 2022 году.

Таблица 47. Перспективные топливные балансы котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» на расчетный срок (на 2029 год)

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Год										
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Выработка т/э	Гкал	129879,0	128421,0	126963,0	125505,5	124047,0	122589,0	121131,0	119673,0	118216,0	116758,0	115300,0
2	Расход т/э на собственные нужды	Гкал	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
	то же	%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
3	Отпуск т/э с коллекторов	Гкал	129853,0	128395,0	126973,0	125479,0	124021,0	122563,0	121105,0	119647,0	118190,0	116732,0	115274,0
4	Покупка т/э	Гкал											
5	Отпуск т/э в сеть	Гкал	129853,0	128395,0	126973,0	125479,0	124021,0	122563,0	121105,0	119647,0	118190,0	116732,0	115274,0
6	Потребление ресурсов												
6.1	Расход условного топлива	т у.т.	18780,5	18569,7	18358,8	18148,1	17937,2	17726,4	17515,5	17304,7	17094,0	16883,2	16672,4
	удельный расход условного топлива на выработку т/э	кг у.т./Гкал	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6	144,6
6.2	Расход натурального топлива												
	газ	тыс. м ³	16169,4	15987,9	15806,3	15624,9	15443,3	15261,8	15080,3	14898,8	14717,4	14535,9	14354,3
	мазут*	т н.т.											
6.3	Расход электроэнергии	тыс. кВт·ч	2975,5	2942,1	2908,7	2875,3	2841,9	2808,5	2775,1	2741,7	2708,3	2674,9	2641,5
	удельный расход э/э на выработку т/э	кВт·ч/Гкал	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91	22,91

Таблица 48. Суммарные перспективные топливные балансы по всем источникам на расчетный срок (на 2029 год)

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Год										
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Выработка т/э	Гкал	1150633,0	1157793,0	1175012,0	1190665,5	1206319,0	1223126,0	1238866,0	1388439,0	1385226,0	1382011,0	1378797,0
2	Расход т/э на собственные нужды	Гкал	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00	3846,00
	то же	%	0,33%	0,33%	0,33%	0,32%	0,32%	0,31%	0,31%	0,28%	0,28%	0,28%	0,28%
3	Отпуск т/э с коллекторов	Гкал	1146787,0	1153947,0	1171166,0	1186819,5	1202473,0	1219280,0	1235020,0	1384593,0	1381380,0	1378165,0	1374951,0
4	Покупка т/э	Гкал											
5	Отпуск т/э в сеть	Гкал	1146787,0	1153947,0	1171166,0	1186819,5	1202473,0	1219280,0	1235020,0	1384593,0	1381380,0	1378165,0	1374951,0
6	Потребление ресурсов												
6.1	Расход условного топлива	т у.т.	200066,4	201386,1	204492,4	207320,5	210148,7	213181,7	216025,3	242637,6	242115,0	241592,1	241069,4
6.2	Расход натурального топлива												
	газ	тыс. м ³	173110,6	174252,5	176940,2	179387,3	181834,5	184458,9	186919,3	209946,0	209493,8	209041,4	208589,1
6.3	Расход электроэнергии	тыс. кВт·ч	2209,2	3380,8	4606,0	5858,1	7141,4	8464,0	9811,8	12384,9	13741,4	15091,6	16435,3
6.4.	Расход воды всего**	тыс. м ³	2041,51	2058,74	2096,10	1597,74	1082,27	440,21	447,09	507,51	506,80	506,10	454,86

* – снижение расхода воды на производство тепловой энергии связано с переходом на закрытую схему теплоснабжения потребителей к 2022 году.

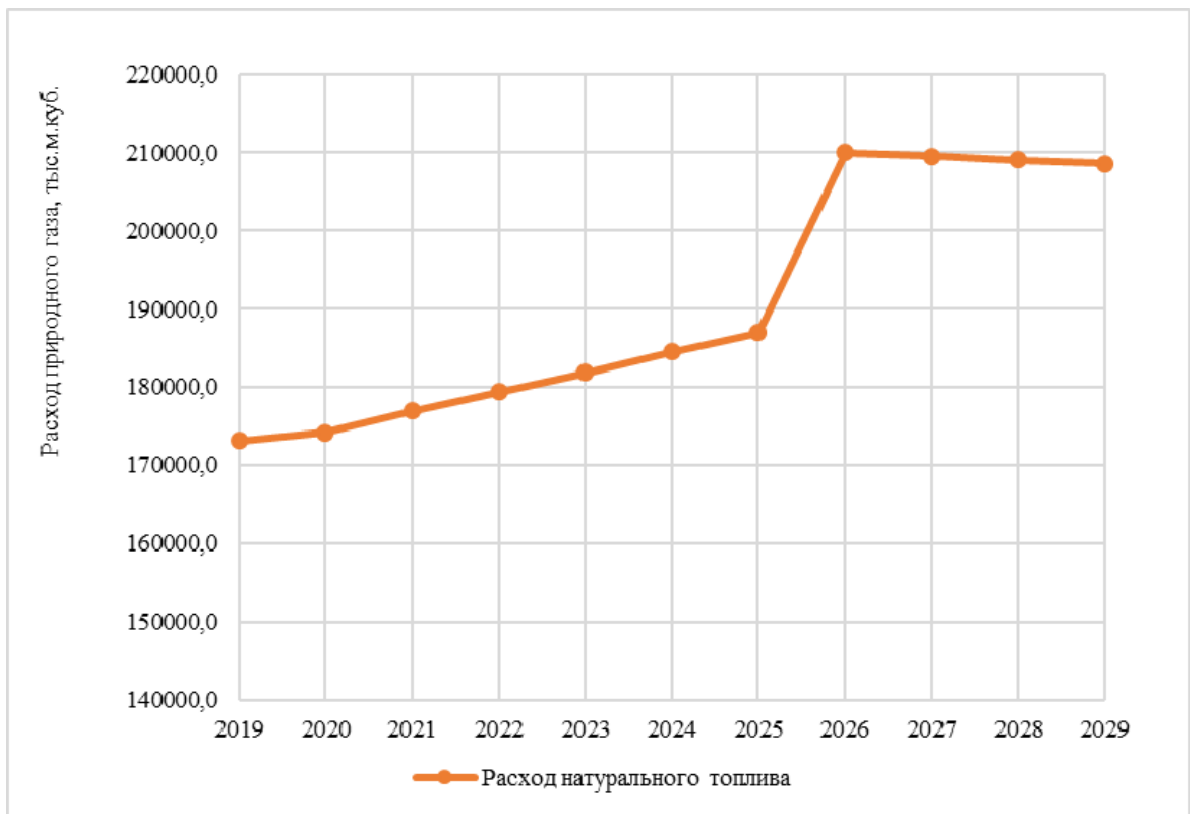


Рисунок 58. Перспективные расходы условного и натурального топлива источниками теплоснабжения

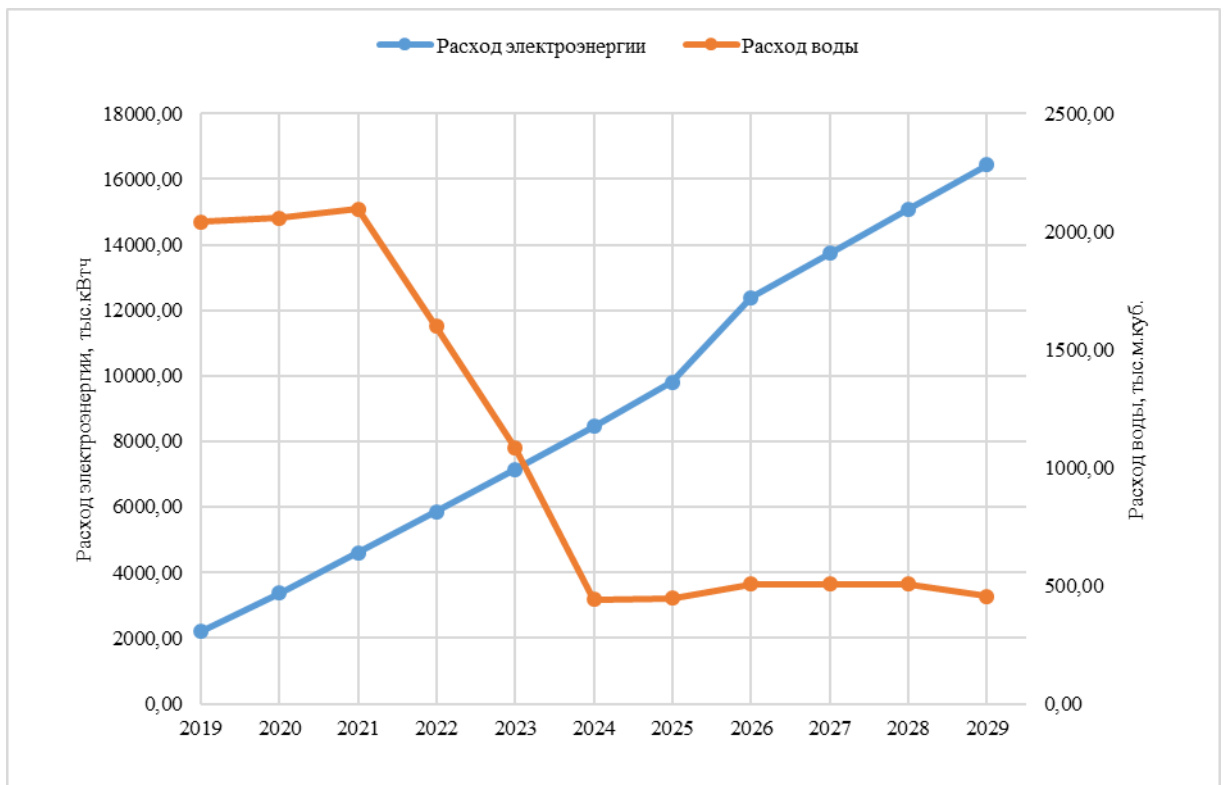


Рисунок 59. Перспективные расходы электроэнергии и воды для производства тепловой энергии

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

На обоих источниках централизованного теплоснабжения г. Волгодонска в качестве основного топлива используется природный газ. В качестве резервного топлива на Волгодонской ТЭЦ-2 используется мазут, поставляемый на источники теплоснабжения автомобильным и железнодорожным транспортом.

В настоящее время, источник теплоснабжения котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», согласно договору поставок газа, имеет неограниченный лимит на потребление природного газа, расходуемого на коммунально-бытовые нужды, вследствие чего наличие резервного топлива на источнике (по согласованию с Поставщиком природного газа) не предусматривается.

Ввиду отсутствия ограничений на подачу природного газа для источников тепловой энергии, аварийное топливо не используется ни на одном источнике города Волгодонска. Поэтому, расчет нормативного запаса аварийного топлива не выполняется.

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

В качестве основного вида топлива на обоих источниках централизованного теплоснабжения используется природный газ. В качестве резервного топлива на Волгодонской ТЭЦ-2 используется мазут.

Местные виды топлива и возобновляемые источники энергии на существующих котельных города 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

Основным видом топлива для обоих источников г. Волгодонска является природный газ. Калорийность природного газа для Волгодонской ТЭЦ-2 составляет 8120 ккал/кг. Калорийность природного газа для ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» составляет 8119 ккал/кг.

Паспорт качества на мазут представлен в Приложении 7.

10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

В настоящее время на территории г.Волгодонска функционируют 2 источника тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется природный газ, который задействован на обоих источниках централизованного теплоснабжения.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

Приоритетным направлением развития топливного баланса г. Волгодонска является полная газификация.

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

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

Расчетная электронная модель системы теплоснабжения города Волгодонск выполнена в ГИС Zulu 8.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб). С помощью данной модели выполнены расчеты надежности системы централизованного теплоснабжения.

11.1. Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

По информации, предоставленной ООО «Волгодонские тепловые сети» г. Волгодонска, отказов участков тепловых сетей за 2018 год не зарегистрировано.

11.2. Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановления отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения

По информации, предоставленной ООО «Волгодонские тепловые сети» г. Волгодонска, отказов участков тепловых сетей за 2018 год не зарегистрировано.

11.3. Результаты оценки вероятности отказа и безотказной 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 надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилые и общественные здания до 12 °С;
- промышленные здания до 8 °С.

Третья категория - остальные потребители.

В городе Волгодонске имеются все три категории потребителей тепла, согласно вышеуказанной классификации. В перспективе к 2029 году ожидается, что требования по значениям допускаемого снижения температуры в отапливаемых помещениях потребителей нарушаться не будут.

Ввиду того, что по приведенным выше показателям привести расчет надежности системы теплоснабжения не представляется возможным, предлагается к рассмотрению альтернативный расчет надежности системы теплоснабжения.

Нижеприведенный расчет надежности системы теплоснабжения выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

В соответствии с Методическими указаниями, системы теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения классифицируются по показателям надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования (K_p) источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей

тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения.

Данная методика устанавливает следующие термины и определения:

- «система теплоснабжения» - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- «источник тепловой энергии» - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;
- «теплопотребляющая установка» - устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;
- «тепловая сеть» - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;
- «надежность теплоснабжения» - характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;
- «качество теплоснабжения» - совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя;
- «отказ технологический» - вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений, приведшие к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителям, если они не содержат признаков аварии;
- «отказ системы теплоснабжения» - такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача тепловой энергии хотя бы одному потребителю.
- «авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения на срок 36 ч и более;
- «ветхий, подлежащий замене трубопровод» - трубопровод, отработавший нормативный срок службы или подлежащий замене по заключению

специализированной организации, аккредитованной в области промышленной безопасности.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов пот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

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

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

при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

– до 5,0 - $Kэ = 0,8$;

– 5,0 – 20 - $Kэ = 0,7$;

– свыше 20 - $Kэ = 0,6$.

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

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

при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника

тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_B = 0,8$;
- 5,0 – 20 - $K_B = 0,7$;
- свыше 20 - $K_B = 0,6$.

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (K_m) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

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

при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

- до 5,0 - $K_T = 1,0$;
- 5,0 – 20 - $K_T = 0,7$;
- свыше 20 - $K_T = 0,5$.

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_6). Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - $K_6 = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_6 = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_6 = 0,6$;
- свыше 30 - $K_6 = 0,3$.

5. Показатель уровня резервирования (K_p) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

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

6. Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c),

характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10 - $K_c = 1,0$;
- 10 – 20 - $K_c = 0,8$;
- 20 – 30 - $K_c = 0,6$;
- свыше 30 - $K_c = 0,5$.

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк}$),

характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

- $I_{отк} = n_{отк}/(3*S) [1/(км*год)]$,

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

- S - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк}$) определяется показатель надежности ($K_{отк}$)

- до 0,5 - $K_{отк} = 1,0$;
- 0,5 - 0,8 - $K_{отк} = 0,8$;
- 0,8 - 1,2 - $K_{отк} = 0,6$;
- свыше 1,2 - $K_{отк} = 0,5$;

8. Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате

аварий и инцидентов определяется по формуле:

- $Q_{нед} = Q_{ав}/Q_{факт} * 100 [\%]$

где $Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$ - фактический отпуск тепла системой за последние три года.

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

- до 0,1 - $K_{нед} = 1,0$;
- 0,1 - 0,3 - $K_{нед} = 0,8$;

- 0,3 - 0,5 - $K_{нед} = 0,6$;
- свыше 0,5 - $K_{нед} = 0,5$.

9. Показатель качества теплоснабжения (Кж), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = \frac{Д_{жал}}{Д_{сумм}} * 100 [\%]$$

где $Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($K_{ж}$)

- до 0,2 - $K_{ж} = 1,0$;
- 0,2 – 0,5 - $K_{ж} = 0,8$;
- 0,5 – 0,8 - $K_{ж} = 0,6$;
- свыше 0,8 - $K_{ж} = 0,4$.

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($K_{над}$) определяется как средний по частным показателям $K_э$, $K_в$, $K_т$, $K_б$, $K_р$ и $K_с$:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_р + K_с}{n}$$

где n - число показателей, учтенных в числителе.

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения поселения, городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{общ} = \frac{Q_1 \cdot K_{общ}^{сист1} + \dots + Q_n \cdot K_{общ}^{систn}}{Q_1 + \dots + Q_n}$$

где $K_{общ}^{сист1}$, $K_{общ}^{систn}$ - значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

Q_1 , Q_n - расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

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

11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Данные результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки не представлены ввиду отсутствия данных по недоотпуску тепловой энергии.

11.5. Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

В тепловых балансах, предоставленных ООО «Волгодонская тепловая генерация», ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» и ООО «Волгодонские тепловые сети», данные по недоотпуску тепловой энергии отсутствуют. Отсюда предполагается, что недоотпуск тепла за предыдущие пять лет незначительный. На перспективу ожидается сохранение данной тенденции.

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

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или

передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

11.7. Установка резервного оборудования

Установка резервного оборудования не предполагается.

11.8. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Организация работы существующих и новых источников теплоснабжения на единую тепловую сеть не планируется.

11.9. Резервирование тепловых сетей смежных районов

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.

В связи с территориальным расположением источников города Волгодонска, взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов не представляется возможным.

11.10. Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не требуется.

11.11. Установка баков-аккумуляторов

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

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

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

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

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

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов

управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между "ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций. В перспективе, установка аккумуляторных баков на источниках г.Волгодонска не планируется.

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

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разработаны в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года, а также в соответствии с разделом XI «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», утвержденных приказом Минэнерго России и Минрегион России от 29.12.2012 № 565/667.

В соответствии с пунктом 48 Требованиям к схеме теплоснабжения в настоящей Главе выполнены и представлены:

а) оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;

б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;

в) расчеты эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом № 190-ФЗ «О теплоснабжении» схема теплоснабжения, не являясь финансовым документом, представляет собой документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется путем разработки и реализации инвестиционной программы каждой из ТСО, в зоне действия которых схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия.

В соответствии с действующим законодательством инвестиционная программа является финансовым документом и представляет собой программу мероприятий организации по строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

В рамках разработки инвестиционной программы теплоснабжающая организация самостоятельно подготовит и направит в орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (РСТ РО):

- уточненные данные по объему необходимых капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения;
- предложения ТСО по источникам финансирования капитальных вложений и условиям их привлечения/возврата/обслуживания;
- другие материалы, характеризующие инвестиционную деятельность организации и требующие учета в инвестиционной программе.

При разработке инвестиционных программ необходимо учитывать следующие финансовые ограничения по привлечению инвестиционных ресурсов:

- возможности прямого бюджетного финансирования мероприятий инвестиционной программы, которые позволят снизить величину инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию, ограничены;
- возможности привлечения инвестиционных ресурсов на финансовых рынках связаны со значительными расходами на обслуживание привлеченных инвестиционных ресурсов;
- возможности привлечения и возврата инвестиций через тарифные источники ограничены предельной тарифной нагрузкой на потребителей, определяющей экономическую доступность услуг теплоснабжения потребителям.

При этом основным инструментом привлечения инвестиций является привлечение инвестиций за счет тарифных источников (инвестиционные составляющие в тарифах и тарифы на подключение новых потребителей).

При разработке инвестиционной программы должен быть достигнут

компромисс интересов, и компромиссный вариант инвестиционной программы должен за счет постепенного включения в тариф инвестиционной составляющей обеспечить приемлемую тарифную нагрузку на потребителей и экономическую доступность для них услуг теплоснабжения.

По результатам рассмотрения полученных от ТСО проекта инвестиционной программы и пакета обосновывающих материалов, орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (РСТ РО) уполномочен утвердить инвестиционную программу (тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей, тариф на подключение новых потребителей) с учетом предложений ТСО и в рамках действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

В случае корректировки схемы теплоснабжения или изменения условий реализации инвестиционной программы или по результатам мониторинга целевого использования привлеченных инвестиционных ресурсов в соответствии с действующим законодательством возможны корректировки инвестиционной программы организации и величины тарифа на подключение новых потребителей и инвестиционной составляющей, подлежащей включению в тариф на тепловую энергию, в рамках ежегодного пересмотра и установления цен (тарифов) органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования.

В связи с этим расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий, приведенные в настоящей Главе схемы теплоснабжения, носят только оценочный характер и иллюстрируют принципиальную возможность ТСО профинансировать выполнение мероприятий и дают индикативную оценку прогнозных тарифов на тепловую энергию для потребителей (тарифов на подключение новых потребителей) на перспективный период и будут уточнены ТСО при разработке инвестиционной программы организации.

12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Общий срок выполнения мероприятий, предусмотренных актуализированной схемой теплоснабжения г. Волгодонска составляет 11 лет (до 2029 г., начиная с 2019 года). Общий срок выполнения работ делится на 3 этапа (1-й этап – 1 год, 2-й и 3-й - по 5 лет). Шаг расчётов принят равным одному календарному году.

Капитальные вложения и другие расходы по мероприятиям схемы теплоснабжения определены в сметных ценах на 2019 г. (расходы обоснованы в Главе 6 «Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»). Капитальные вложения и другие расходы в прогнозных ценах в свою очередь представляют собой капитальные вложения и другие расходы, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС (представлены в таблице 49). Индексы-дефляторы для приведения капитальных вложений и других расходов, предусмотренных схемой теплоснабжения к ценам соответствующих лет (в прогнозные цены) определены на основе следующих документов:

– Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (опубликованы на сайте Минэкономразвития РФ 01.10.2018 г.);

– Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (опубликован на сайте Минэкономразвития РФ 08.11.2013 г.).

Таблица 49. Индексы-дефляторы для приведения капитальных вложений и других расходов к ценам соответствующих лет

Индексы-дефляторы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)	1,046	1,034	1,040	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039	1,039

Таблица 50. Капитальные вложения и другие расходы по мероприятиям схемы теплоснабжения (с НДС, в ценах соответствующих лет), тыс. руб.

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	Мероприятия по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	1 059 000	18 420	35 599	66 697	82 359	97 607	135 738	96 240	105 690	105 690	114 240	84 460	116 260
1.1	ВдТЭЦ-2 Оснащение СБК аварийно-эвакуационным освещением	1 632	1 632	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РЗА КРУ 6кВ	7 067	7 067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение трубопроводов сетевой воды	9 721	9 721	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РВП КА ст.№3	22 800	0	22 800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	Модернизация ПЭН ст. №1 Волгодонской ТЭЦ-2	48 000	0	1 800	22 800	23 400	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6	ВдТЭЦ-2. Консервация ДТ ст.№1	15 558	0	300	120	15 138	0	0	0	0	0	0	0	0
1.7	ВдТЭЦ-2 Реконструкция химически опасного производственного объекта	48 000	0	3 000	22 423	21 280	1 297	0	0	0	0	0	0	0
1.8	ВдТЭЦ-2. Модернизация системы шумоглушения выхлопных трубопроводов котлов	23 622	0	2 238	4 962	4 962	4 962	6 498	0	0	0	0	0	0
1.9	ВдТЭЦ-2. Установка частотно-регулируемого привода электродвигатели дутьевых вентиляторов	54 000	0	0	2 400	6 000	15 200	15 200	15 200	0				

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1.10	Вд.ТЭЦ-2. Реконструкция систем вентиляции, кондиционирования и охлаждения воздуха ГРЦУ-1,2 и ЦЦУ	18 000	0	0	0	1 632	16 368	0	0	0	0	0	0	0
1.11	Модернизация турбоагрегата ПТ-140/165-130-2 ст.№4 с изменением схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде.	163 200	0	0	0	1 800	11 000	30 080	30 080	30 080	30 080	30 080	0	0
1.12	Реконструкция пиковых подогревателей с установкой 3-го	33 600	0	0	0	0	7 500	26 100	0	0	0	0	0	0
1.13	Реконструкция мазутного хозяйства	196 800	0	0	0	0	0	0	6 000	38 160	38 160	38 160	38 160	38 160
1.14	Реконструкция узлов учета природного газа	34 800	0	0	0	0	2 880	15 960	15 960	0	0	0	0	0
1.15	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№2	48 000	0	0	0	1 200	23 400	23 400	0	0	0	0	0	0
1.16	Перенос оборудования ВК и ПНС в здание ГК ВдТЭЦ-2	30 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 100	24 900
1.17	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№3	71 400	0	0	0	0	0	0	8 500	31 450	31 450	0	0	0
1.18	ВдТЭЦ-2. Модернизация инженерно-технических и спец. защит	61 200	0	0	1 200	6 000	12 000	12 000	12 000	6 000	6 000	6 000	0	0
1.19	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение РЗА ОРУ 110-220 кВ с заменой защит типа ЭПЗ 1636 и панелей автоматики линейного выключателя присоединений	24 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 200	22 800

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1.20	ВдТЭЦ-2. Замена устаревших устройств приема передачи сигналов и команд противоаварийных автоматик типа АНКА, АВПА	18 000	0	0	0	0	3 000	6 500	8 500	0	0	0	0	0
1.21	Реконструкция БГ-1600	110 400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 000	40 000	30 400
1.22	Техническое перевооружение узлов учета тепловой энергии и теплоносителя ВдТЭЦ-2	19 200	0	5 461	12 792	947	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Мероприятия по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	721 693	45 592	48 485	54 000	66 442	34 277	50 590	69 166	69 919	73 734	64 516	54 510	90 462
2.1	Тепломагистраль ТЭЦ-2/ЮЗР от ТЭЦ-2 до ТК IV-1. Техническое перевооружение на участках от ТК 4 до ТК 5 и от ТК 8 до ТК 9	45 318	45 318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	Реконструкция тепловой магистрали № 17а на участке от УЗ-34-39 до НО-247	17 533	137	17 396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	Реконструкция тепловой магистрали № 16 от УЗ-9-3 до УЗ-12 (753 тр.м.)	34 456	137	24 746	9 572	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	Техпереворужение тепломагистрали № 21 от УЗ-9-4 до УЗ-24	62 191	0	1 916	41 435	18 840	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	Техпереворужение тепломагистрали № 17 от УЗ-12 до УЗ-111	48 752	0	0	2 993	45 760	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	Техпереворужение тепломагистрали № 2 от УЗ-9-7 до УЗ-8	76 341	0	0	0	0	531	12 000	2 730	15 072	29 280	16 728	0	0
2.7	Техпереворужение тепломагистрали № 12 от УЗ-4-19 до жил. Дома 101, на участке от УТ-1 до ж/д 101	32 292	0	0	0	1 842	30 450	0	0	0	0	0	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
2.8	Тепловая магистраль Промбаза- II от УЗР-2 до НО-53, модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-2 до УТ-1а	26 456	0	0	0	0	0	1 456	25 000	0	0	0	0	0
2.9	Техпереворужение тепловой магистрали № 7 от Ут-5-37 до НО-144	7 800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	7 000	0
2.10	Техпереворужение тепловой магистрали М-9 (2-й очереди) от СК-1 до УЗ 9-28 на участке от ТК I-9-5 до УЗ 9-28	139 533	0	0	0	0	2 296	27 439	22 860	2 076	24 210	21 888	1 774	36 990
2.11	Техпереворужение тепломагистрали 1 вывод с ТЭЦ-2 на УЗР-1	72 660	0	0	0	0	0	0	1 340	32 616	684	17 100	1 720	19 200
2.12	Техпереворужение тепловой магистрали М-1 (т/м М-1) от УЗ 9-7 до УЗ 1-26	59 346	0	0	0	0	0	2 695	17 236	20 155	19 260	0	0	0
2.13	Техпереворужение тепломагистрали от ТК-IУ-1 до ТК-IV-10 и отв. ЮЗР, на участке от ТК-IV-1 до ТК-IV-6	8 000	0	0	0	0	1 000	7 000	0	0	0	0	0	0
2.14	Реконструкция тепловой магистрали №10 (от УЗ-9-7 до УЗ-10-7а) и (от УЗ-10-33 до УЗ-10-36)	74 888	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 600	38 016	34 272
2.15	Техпереворужение тепломагистрали от ТК-IV-1 до ТК-III-7-12	5 300	0	0	0	0	0	0	0	0	300	5 000	0	0
2.16	Техпереворужение тепломагистрали №9 от УЗР-1 до УЗ-9-7 модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-1 до ТК II-9-1	6 400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	6 000	0
2.25	Диспетчеризация тепловых сетей	3 137	0	3137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
2.26	Доработка ИС 1С для перехода на ЭДО (согласно письму ПАО "ЛУКОЙЛ")	1 289	0	1289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.27	Реконструкция (замена) изношенных тепловых сетей, находящихся на балансе Администрации г. Волгодонска	1 706 600	127 571	131 908	137 185	142 672	148 236	154 017	160 024	166 265	172 749	179 486	186 486	0
2.28	Строительство тепловых сетей для перехода на закрытую схему теплоснабжения	28 497	12 852	13 964	1 681	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.29	Строительство ЦТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	45 444	13 410	12 424	19 611	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.30	Устройство ИТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	2 319 511	745 977	771 340	802 194	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	ИТОГО	5 880 745	963 821	1 013 720	1 081 367	291 472	280 120	340 345	325 430	341 874	352 173	358 242	325 456	206 722
	из них													
3.1	Финансирование за счет средств ООО "Волгодонская тепловая генерация" (п.1.1-п.1.15)	1 059 000	18 420	35 599	66 697	82 359	97 607	135 738	96 240	105 690	105 690	114 240	84 460	116 260
3.2	Финансирование за счет средств ООО "ВТС" (п.2.1-п.2.26)	721 693	45 592	48 485	54 000	66 442	34 277	50 590	69 166	69 919	73 734	64 516	54 510	90 462
3.3	Финансирование за счет бюджетных средств (п.2.27-п.2.29)	1 780 541	153 832	158 296	158 476	142 672	148 236	154 017	160 024	166 265	172 749	179 486	186 486	0
3.4	Финансирование за счет средств абонентов (п.2.30)	2 319 511	745 977	771 340	802 194	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таким образом, капитальные вложения и другие расходы по мероприятиям, предусмотренным схемой теплоснабжения, в ценах соответствующих лет составляют **5 880 745 тыс. руб.** (с НДС), в том числе:

1. Мероприятия по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, рекомендуемые схемой теплоснабжения г. Волгодонска до 2029 г. к включению в ИП ООО "Волгодонская тепловая генерация" – **1 059 000** тыс. руб.

2. Мероприятия по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, рекомендуемые схемой теплоснабжения г. Волгодонска до 2029 г. – **4 821 745** тыс. руб., из них:

– мероприятия, рекомендуемые к включению в ИП ООО «Волгодонские тепловые сети» - **721 693** тыс. руб.;

– мероприятия, финансируемые за счет бюджетных средств (реконструкция (замена) изношенных тепловых сетей, находящихся в муниципальной собственности); строительство тепловых сетей для перехода на закрытую схему теплоснабжения; строительство ЦТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения) – **1 780 541** тыс. руб.;

– мероприятия, финансируемые за счет абонентов (потребителей) (устройство ИТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения) – **2 319 511** тыс. руб.

Учитывая, что для реализации мероприятий по устройству ИТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения требуется значительный объем финансовых средств, органы местного самоуправления могут выработать решение о софинансировании мероприятий или применении иных мер государственной поддержки.

12.2. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии

Необходимость реализации мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и затраты на их реализацию в ценах 2019 г. обоснованы в Обосновывающих

материалах к схеме теплоснабжения: Глава 7 «Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, мероприятия по тепловым источникам г. Волгодонска сформированы по 3 группам:

Группа 1 – «Мероприятия по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых площадках капитального строительства» (далее - строительство тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок);

Группа 2 – «Мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок в существующих и расширяемых зонах действия» (далее - реконструкция тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок);

Группа 3 – «Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии для повышения эффективности работы системы теплоснабжения» (далее - техническое перевооружение тепловых источников для повышения эффективности работы).

Суммарные капитальные вложения по тепловому источнику ООО «Волгодонская тепловая генерация» составляют 1 066 730 тыс. руб. (с НДС, в прогнозных ценах), в том числе:

- по группе 1 «Строительство тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок» – отсутствуют;
- по группе 2 «Реконструкция тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок» – отсутствуют;
- по группе 3 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии для повышения эффективности работы» – 1 066 730 тыс. руб.

Суммарные капитальные вложения по тепловым источникам ООО «Волгодонская тепловая генерация» и ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» (по группам мероприятий) представлены в следующей таблице.

Таблица 51. Капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии ООО «Волгодонская тепловая генерация» и ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» (с НДС, в прогнозных ценах), тыс. руб.

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1.	Группа 1 «Строительство тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Группа 2 «Реконструкция тепловых источников для обеспечения перспективных нагрузок»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Группа 3 «Техническое перевооружение для повышения эффективности системы»	1 066 730	7 731	18 420	35 599	66 697	82 358	97 607	135 738	96 240	105 690	105 690	114 240	84 460	116 260
3.1	ВТГ: ВдТЭЦ-2 Техперевооружение узлов учета воды	7 484	7 484	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	ВдТЭЦ-2 Оснащение СБК аварийно-эвакуационным освещением	1 904	272	1 632	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РЗА КРУ 6кВ	7 662	595	7 067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение трубопроводов сетевой воды	9 721	0	9 721	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	ВдТЭЦ-2. Реконструкция РВП КА ст.№3	22 800	0	0	22 800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.6	Модернизация ПЭН ст. №1 Волгодонской ТЭЦ-2	48 000	0	0	1 800	22 800	23 400	0	0	0	0	0	0	0	0
3.7	ВдТЭЦ-2. Консервация ДТ ст.№1	15 558	0	0	300	120	15 138	0	0	0	0	0	0	0	0
3.8	ВдТЭЦ-2 Реконструкция химически опасного производственного объекта	48 000	0	0	3 000	22 423	21 280	1 297	0	0	0	0	0	0	0
3.9	ВдТЭЦ-2. Модернизация системы шумоглушения выхлопных трубопроводов котлов	23 623	0	0	2 238	4 962	4 962	4 962	6 498	0	0	0	0	0	0
3.10	ВдТЭЦ-2. Установка частотно-регулируемого привода электродвигатели дутьевых вентиляторов	54 000	0	0	0	2 400	6 000	15 200	15 200	15 200	0				
3.11	Вд.ТЭЦ-2. Реконструкция систем вентиляции, кондиционирования и охлаждения воздуха ГРЦУ-1,2 и ЦЦУ	18 000	0	0	0	0	1 632	16 368	0	0	0	0	0	0	0
3.12	Модернизация турбоагрегата ПТ-140/165-130-2 ст.№4 с изменением схем включения ПСГ-1 и ПСГ-2 по греющему пару от нижнего теплофикационного отбора с параллельной их работой по сетевой воде.	163 200	0	0	0	0	1 800	11 000	30 080	30 080	30 080	30 080	30 080	0	0
3.13	Реконструкция пиковых подогревателей с установкой 3-го	33 600	0	0	0	0	0	7 500	26 100	0	0	0	0	0	0
3.14	Реконструкция мазутного хозяйства	196 800	0	0	0	0	0	0	0	6 000	38 160	38 160	38 160	38 160	38 160
3.15	Реконструкция узлов учета природного газа	34 800	0	0	0	0	0	2 880	15 960	15 960	0	0	0	0	0
3.16	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№2	48 000	0	0	0	0	1 200	23 400	23 400	0	0	0	0	0	0
3.17	Перенос оборудования ВК и ПНС в здание ГК ВдТЭЦ-2	30 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5 100	24 900
3.18	Реконструкция турбоагрегата Т-110-120/130 ст.№3	71 400	0	0	0	0	0	0	0	8 500	31 450	31 450	0	0	0
3.19	ВдТЭЦ-2. Модернизация инженерно-технических и спец.	61 200	0	0	0	1 200	6 000	12 000	12 000	12 000	6 000	6 000	6 000	0	0

№ п.п.	Наименование мероприятия	Сметная стоимость, тыс. руб.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
	защит														
3.20	ВдТЭЦ-2. Техническое перевооружение РЗА ОРУ 110-220 кВ с заменой защит типа ЭПЗ 1636 и панелей автоматики линейного выключателя присоединений	24 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 200	22 800
3.21	ВдТЭЦ-2. Замена устаревших устройств приема передачи сигналов и команд противоаварийных автоматов типа АНКА, АВПА	18 000	0	0	0	0	0	3 000	6 500	8 500	0	0	0	0	0
3.22	Реконструкция БГ-1600	110 400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40 000	40 000	30 400
3.23	Техническое перевооружение узлов учета тепловой энергии и теплоносителя ВдТЭЦ-2	19 200	0	0	5 461	12 792	947	0	0	0	0	0	0	0	0

12.2.1. Инвестиции в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них

Необходимость реализации мероприятий по новому строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них и затраты на их реализацию в ценах 2019 г. подтверждена в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения: Глава 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей г. Волгодонска сформированы по 2 группам:

Группа 1 – «Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города» (далее – строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных нагрузок);

Группа 2 – «Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения» (далее – строительство и реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности системы).

Кроме того, определены расходы на реализацию мероприятий по Группе 3 – «Организационные и технические мероприятия». Расходы по данной группе не являются капитальными вложениями, относятся на себестоимость деятельности организации по транспортировке тепловой энергии и учитываются при анализе влияния реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, на цену тепловой энергии.

Суммарные капитальные вложения и другие расходы по тепловым сетям ООО «Волгодонские тепловые сети» составляют **721 693 тыс. руб.** (с НДС, в прогнозных ценах), в том числе:

- по группе 1 «Строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных нагрузок» – отсутствуют;
- по группе 2 «Строительство и реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности системы» – 717 267 тыс. руб.;
- по группе 3 «Организационные и технические мероприятия» –

4 426 тыс.руб.

Капитальные вложения в строительство и реконструкцию тепловых сетей и сооружений на них и другие расходы ООО «Волгодонские тепловые сети» представлены в таблице ниже.

Таблица 52. Капитальные вложения в строительство и реконструкцию тепловых сетей и другие расходы ООО «Волгодонские тепловые сети» (с НДС, в ценах соответствующих лет), тыс. руб.

	Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего
1.	Группа 1 "Строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных нагрузок"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Группа 2 "Строительство и реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности системы"	45 592	44 059	54 000	66 442	34 277	50 590	69 166	69 919	73 734	64 516	54 510	90 462	717 267
2.1.	Тепловая магистраль Промбаза-II от УЗР-2 до НО-53, модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-2 до УТ-1а	45 318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45 318
2.2.	Реконструкция тепловой магистрали №17а на участке от УЗ-34-39 до НО-247	137	17 396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17 533
2.3.	Реконструкция тепловой магистрали №16 от УЗ-9-3 до УЗ-12 (753,0 тр. м)	137	24 746	9 572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34 456
2.4.	Техпереворужение тепломагистрали № 21 от УЗ-9-4 до УЗ-24.	0	1 916	41 435	18 840	0	0	0	0	0	0	0	0	62 191
2.5.	Техпереворужение тепловой магистрали № 7 от УТ-5-37 до НО-144	0	0	2 993	45 760	0	0	0	0	0	0	0	0	48 752
2.6.	Реконструкция тепловой магистрали №10 (от УЗ-9-7 до Уз-10-7а) и (от Уз-10-33 до Уз-10-36)	0	0	0	0	531	12 000	2 730	15 072	29 280	16 728	0	0	76 341
2.7.	Новое строительство-закольцовка. Тепловая сеть в квартале В-6 от УТ-34-42 до УТ-17-109-16 (Ду-150мм., L=529тр.м.).	0	0	0	1 842	30 450	0	0	0	0	0	0	0	32 292
2.8.	Новое строительство – закольцовка Ду 150 мм протяженностью 400 тр. м от ТК-7-70-4 до ТК-34-52-16 ,	0	0	0	0	0	1 456	25 000	0	0	0	0	0	26 456

	Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего
	ул.К.Маркса, 14-16, Кв.В-7													
2.9.	Техпереворужение тепломагистрали 1 вывод с ТЭЦ-2 на УЗР-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	7 000	0	7 800
2.10.	Техпереворужение тепломагистрали от ТК-IV-1 до ТК-III-7-12	0	0	0	0	2 296	27 439	22 860	2 076	24 210	21 888	1 774	36 990	139 533
2.11.	Тепловая трасса ЮЗР-1 от ТК-III-6 до ТК-III-3-17. Техпереворужение на участке от ТК-III-6 до ТК- III-3-7 и от ТК-III-3-7 до III-3-17.	0	0	0	0	0	0	1 340	32 616	684	17 100	1 720	19 200	72 660
2.12.	Техпереворужение тепломагистрали №17 от УЗ-16-12 до УЗ-17-111	0	0	0	0	0	2 695	17 236	20 155	19 260	0	0	0	59 346
2.13.	Техпереворужение тепломагистрали №9 от УЗР-1 до УЗ-9-7 модернизация тепловой изоляции на участке от УЗР-1 до ТК II-9-1	0	0	0	0	1 000	7 000	0	0	0	0	0	0	8 000
2.14.	Техпереворужение тепловой магистрали №22 от УЗ-9-4 до СК-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 600	38 016	34 272	74 888
2.15.	Техпереворужение тепловой магистрали № 4 от УП-1 по ул.Курчатова до УЗ-19а	0	0	0	0	0	0	0	0	300	5 000	0	0	5 300
2.16.	Техпереворужение тепловой магистрали №12 от УЗ-4-19а до ж/д 101 (М.Кошевого 4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	6 000	0	6 400
3.	Группа 3 "Организационные и технические мероприятия"	0	4 426	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4 426
3.1.	Диспетчеризация тепловых сетей	0	3 137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 137
3.1.	Доработка ИС 1С для перехода на ЭДО (согласно письму ПАО "ЛУКОЙЛ")	0	1 289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 289
	ВСЕГО по тепловым сетям ООО "Волгодонские тепловые сети"	45 592	48 485	54 000	66 442	34 277	50 590	69 166	69 919	73 734	64 516	54 510	90 462	721 693

12.3. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

В соответствии с «Методическими указаниями по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», утвержденными приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э, в качестве источников финансирования капитальных вложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей приняты:

1. Собственные средства организаций, в том числе:
 - доход инвестиционного проекта (за счет платы за присоединение к тепловым источникам и сетям);
 - амортизация ОПФ;
 - прочие собственные средства организаций.
2. Привлеченные средства, в том числе:
 - бюджетные средства;
 - кредитные средства банков.

При определении объемов финансирования за счет каждого из перечисленных выше источников учитывалось, что на реализацию проектов схемы теплоснабжения в первую очередь направляются собственные средства организаций (п.132 раздела XI Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения). Дефицит собственных средств покрывается за счет привлечённых средств.

Доход инвестиционного проекта (за счет платы за присоединение к тепловым источникам и сетям) определен исходя из расчетной (индикативной) платы за подключение и прогнозируемой нагрузкой потребителей - в соответствии с положениями раздела IX.IX. «Расчет платы за подключение к системе теплоснабжения» Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №

760-э. Расчетная (индикативная) величина платы на очередной расчетный период рассчитана как отношение суммы расходов на строительство (реконструкции с увеличением мощности/диаметра) источников тепловой энергии (тепловых сетей), обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, и возникающего налога на прибыль, к прогнозируемой суммарной подключаемой тепловой нагрузке.

Амортизация ОПФ. Объемы финансирования капитальных вложений за счет амортизации ОПФ определялись в размере амортизационных отчислений по основным фондам, образованным в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения ОПФ, в соответствии со схемой теплоснабжения (по объектам инвестирования). Условия и общие принципы расчета величины амортизационных отчислений представлены в разделе 10.4. «Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства и реконструкции систем теплоснабжения».

Бюджетные средства. Финансирование мероприятий за счет бюджетных средств предусмотрено только по мероприятиям по реконструкции (замене) изношенных тепловых сетей, находящихся на балансе Администрации г. Волгодонска.

Кредитные средства банков. При дефиците в очередном расчетном периоде регулирования собственных, в качестве источника финансирования капитальных вложений, учитывались кредитные средства банков. Условия привлечения, возврата и обслуживания кредитных средств, представлены в следующем разделе.

Финансовые потребности, необходимые для реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения г. Волгодонска до 2029 г., формируются из следующих составляющих:

1. Средства на финансирование мероприятий из собственных средств ТСО;
2. Расходы на возврат и обслуживание средств, привлеченных для финансирования мероприятий, включенных в состав схемы теплоснабжения;

3. Налог на прибыль, возникающий в случае возврата кредитов и выплаты процентов за пользование кредитными средствами, из прибыли;

4. Налог на имущество по объектам инвестирования.

Средства на финансирование мероприятий из собственных средств ТСО определены:

– по капитальным вложениям – исходя из объемов амортизационных отчислений по вновь вводимым ОПФ ТСО и объемов выручки по плате за присоединение к тепловым источникам и сетям, направляемых на финансирование капитальных вложений;

– по другим расходам – исходя из расходов, непосредственно направляемых на выполнение мероприятий, включенных в тариф на тепловую энергию.

Расходы на возврат и обслуживание кредитных средств определены с учетом следующих допущений:

– при разработке плана финансирования мероприятий предусмотрено начало возврата кредитных средств через 1 год после их получения;

– возврат тела каждого кредита осуществляется неравными долями, исходя из возможности их включения в тариф. Срок пользования привлеченными кредитами, направляемыми на финансирование по каждому мероприятию – не более 4 лет;

– размер процентной ставки по кредитам на финансирование мероприятий в 2019 г. принят в размере 11,8.

При расчете ***налога на прибыль*** учитывается, что налог на прибыль начисляется в случае возврата кредитов из прибыли.

Налог на имущество по объектам инвестирования входит в состав расходов, формирующих тарифы теплоснабжающих организаций. Ставка налога на имущество составляет 2,2%. Базой, облагаемой налогом на имущество, является среднегодовая стоимость основных фондов. Расчет остаточной стоимости

имущества выполнен с учетом амортизации, исчисленной для целей бухгалтерского учета.

В соответствии с разработанным планом капитальных вложений и принятым порядком привлечения, возврата и обслуживания средств для их реализации обоснован объем финансовых потребностей ИП основных ТСО г. Волгодонска и определены источники их финансирования, сведения по которым представлены в таблице 53.

Таблица 53. Финансовые потребности ИП основных ТСО г. Волгодонска (в прогнозных ценах), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	ООО "Волгодонская тепловая генерация"	ООО "Волгодонские тепловые сети"	Всего
1.	Расходы на реализацию мероприятий схемы теплоснабжения, с НДС	1 066 730	721 693	1 788 423
1.1.	Расходы на организационные и технические мероприятия	0	0	0
1.2.	Капитальные вложения, в т.ч. по источникам финансирования:	1 066 730	721 693	1 788 423
	<i>выручка по плате за подключение новых потребителей</i>	0	0	0
	<i>инвестиционная составляющая</i>	936 336	712 383	1 648 719
	<i>кредитные средства банков</i>	130 394	9 310	139 704
2.	Капитальные вложения и прочие расходы, требующие возврата через тарифные источники, без НДС	888 942	601 411	1 490 353
3.	Расходы на обслуживание кредитов	74 690	2 316	77 005
4.	Налог на прибыль	179 174	58 522	237 697
5.	Налог на имущество по объектам инвестирования (до 2030 г. включительно)	50 246	40 249	90 494
6.	Итого финансовые потребности, предъявляемые к возмещению через тарифные источники	1 193 051	702 498	1 895 549
Источники покрытия финансовых потребностей				
1.	Выручка по плате за подключение новых потребителей	0	0	0
2.	Расходы, относимые на себестоимость	0	0	0
3.	Инвестиционная составляющая	1 193 051	702 498	1 895 549
4.	Итого	1 193 051	702 498	1 895 549

12.4. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

12.4.1. Показатели экономической эффективности капитальных вложений

Эффективность инвестиций при реализации инвестиционных программ

характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Финансовая (коммерческая) эффективность программ была проанализирована в разрезе показателей, учитывающих финансовые последствия реализации программ для его непосредственных участников. При этом показатели приводятся к действующим правилам составления бухгалтерской отчетности организаций (ПБУ).

Сроком окупаемости инвестиций является отрезок времени, за который поступления средств за счет тарифов покроют затраты на инвестирование.

Для расчета срока окупаемости и показателей эффективности инвестиций был построен денежный поток программ, в основу которого легли следующие предпосылки:

- Финансовый план программ построен на основании данных управленческого учета.
- Все расчеты, представленные в финансовом плане, приведены в рублях, в текущих (прогнозных) ценах.
- Горизонт планирования, принятый для целей финансового плана, равен 14 годам (до 2029 года) с момента осуществления первых инвестиций. Интервал планирования равен 1 году.
- Расчеты построены на допущении о том, что все денежные потоки возникают в середине прогнозного года.
- Расчеты предполагают наличие допустимых отклонений, связанных с округлением значений.

Учитывая, что реализация инвестиционных программ подвержена влиянию факторов риска, при определении их эффективности была применена практика дисконтирования денежного потока. Ставка дисконтирования для программ была принята за 6,5% годовых. Ставка дисконтирования выбрана с учетом стоимости привлеченных кредитных средств.

Результаты прогнозируемой деятельности просчитаны и сведены в финансовые планы инвестиционных программ, которые включают в себя расчеты

интегральных показателей коммерческой (финансовой) эффективности инвестиционных программ, в том числе:

- чистой приведенной стоимости,
- внутренней нормы доходности,
- срока окупаемости капитальных вложений,
- показателей рентабельности.

Экономический смысл чистой текущей стоимости можно представить, как результат, получаемый немедленно после принятия решения об осуществлении данной программы - так как при ее расчете исключается воздействие фактора времени. Положительное значение NPV считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств в программу, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

Значение IRR может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестиционной активности и с учетом инвестиционного риска данной программы, последний может быть рекомендован к осуществлению.

Прибыльность продаж (ROS) характеризует эффективность текущих операций. Прибыльность продаж не имеет непосредственного отношения к оценке эффективности инвестиций, однако является весьма полезным измерителем конкурентоспособности проектной продукции.

Индекс доходности инвестиций (PI) тесно связан с показателем чистой современной ценности инвестиций, но, в отличие от последнего, позволяет определить не абсолютную, а относительную характеристику эффективности инвестиций. Показатель PI наиболее целесообразно использовать для ранжирования имеющихся вариантов вложения средств в условиях ограниченного объема инвестиционных ресурсов.

Обобщенные показатели экономической эффективности ИП основных ТСО г. Волгодонска представлены в следующей таблице.

Таблица 54. Показатели экономической эффективности ИП основных ТСО г. Волгодонска

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	ООО «Волгодонская тепловая генерация»	ООО «Волгодонские тепловые сети»
	Горизонт планирования		2030 г.	2030 г.
	Ставка дисконтирования	%	6,5%	6,5%
1.	Статические показатели			
1.1	Прибыльность продаж (ROS)	%	0,8%	2,0%
1.2	Средняя рентабельность за весь период реализации проекта	%	0,9%	2,2%
1.3	Срок окупаемости программы без учета дисконтирования с начала реализации программы (с момента начала осуществления инвестиций) (PBP)	лет	9,3	4,1
2.	Дисконтные показатели			
2.1	Чистый дисконтированный доход проекта (NPV)	тыс. руб.	20 368	39191
2.2	Внутренняя норма доходности проекта (IRR)	%	-	-
2.3	Индекс доходности инвестиций (PI)		1,05	1,03
2.4	Срок окупаемости программы с учетом дисконтирования с начала реализации программы (с момента начала осуществления инвестиций) (DPBP)	лет	>1	4,1

На основании выполненных расчетов можно сделать следующие выводы:

- предложенные инвестиции покрываются денежными поступлениями вплоть до момента завершения работ по строительству, реконструкции и модернизации объектов (т.е. чистый денежный поток проекта положительный). Таким образом, сроки окупаемости проекта и IRR рассчитывать нецелесообразно;
- инвестиции ООО «Волгодонские тепловые сети», предложенные в схеме теплоснабжения, окупаются не позднее 2024 г.
- NPV в пределах выбранного горизонта планирования положителен по всем основным ТСО уже с 2021 г.
- с учетом выявленных показателей экономической эффективности мероприятия, предложенные схемой теплоснабжения, являются реализуемыми и инвестиционно привлекательными.

12.4.2. Поток денежных средств с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения

В настоящем разделе представлены потоки денежных средств по производственной, инвестиционной и финансовой деятельности каждой из

основных ТСО г. Волгодонска. Денежные потоки обеспечивают безубыточное функционирование теплоснабжающих организаций с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения.

Далее представлены денежные потоки отдельно по каждой ТСО.

Таблица 55. План денежных поступлений и выплат ООО «Волгодонская тепловая генерация» на 2018-2030 гг., без НДС, тыс. руб.

№ п/п	Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
1.	Денежные поступления, всего:	1 047 399	1 083 067	1 155 457	1 307 317	1 430 245
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	1 047 399	1 083 067	1 155 457	1 307 317	1 430 245
2.	Денежные выплаты, всего:	1 003 540	1 062 512	1 112 084	1 193 737	1 215 717
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 003 055	1 045 302	1 085 120	1 132 597	1 181 800
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	485	17 210	26 964	61 140	33 917
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	43 859	20 556	43 373	113 580	214 528
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	5 976	59 500	122 755	322 353	151 620
5.1.	Инвестиции в основные средства	5 976	59 500	122 755	322 353	151 620
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-5 976	-59 500	-122 755	-322 353	-151 620
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
7.	Поступление средств, всего:	38 292	19 436	36 812	138 388	98 786
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	0	0	3 127	16 145	40 599
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	32 316	19 436	10 878	31 831	58 187
7.3.	Кредиты коммерческих банков	5 976	0	22 806	90 412	0
8.	Выплата средств, всего:	1 058	1 058	5 094	21 097	21 097
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	0	0	0	0
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	1 058	1 058	5 094	21 097	21 097
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	37 234	18 378	31 717	117 291	77 689
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	75 117	-20 566	-47 665	-91 483	140 597
11.	Начальное сальдо денежного потока	7 189	82 307	61 741	14 076	-77 407
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	82 307	61 741	14 076	-77 407	63 190

№ п/п	Показатели	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
1.	Денежные поступления, всего:	1 522 288	1 527 681	1 272 910	1 361 877	1 376 593
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	1 522 288	1 527 681	1 272 910	1 361 877	1 376 593
2.	Денежные выплаты, всего:	1 270 909	1 288 747	1 181 945	1 268 102	1 281 797
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 225 510	1 250 679	1 171 912	1 259 988	1 275 784
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	45 399	38 068	10 033	8 114	6 013
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	251 379	238 934	90 965	93 776	94 796
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	210 581	78 996	11 822	2 269	3 288
5.1.	Инвестиции в основные средства	210 581	78 996	11 822	2 269	3 288
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-210 581	-78 996	-11 822	-2 269	-3 288
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
7.	Поступление средств, всего:	113 702	51 376	11 822	2 269	3 288
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	64 085	0	11 822	2 269	3 288
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	49 617	51 376	0	0	0
7.3.	Кредиты коммерческих банков	0	0	0	0	0
8.	Выплата средств, всего:	21 097	130 623	0	0	0
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	119 195	0	0	0
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	21 097	11 428	0	0	0
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	92 605	-79 246	11 822	2 269	3 288
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	133 402	80 692	90 965	93 776	94 796
11.	Начальное сальдо денежного потока	63 190	196 592	277 284	368 249	462 024
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	196 592	277 284	368 249	462 024	556 820

№ п/п	Показатели	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
1.	Денежные поступления, всего:	1 388 188	1 399 702	1 427 845	17 300 570
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	1 388 188	1 399 702	1 427 845	17 300 570
2.	Денежные выплаты, всего:	1 302 658	1 337 323	1 386 370	15 905 541
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 298 628	1 334 900	1 385 751	15 651 010
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	4 030	2 423	619	254 532
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	85 530	62 379	41 476	1 395 029
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	2 741	2 740	0	975 116
5.1.	Инвестиции в основные средства	2 741	2 740	0	975 116
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-2 741	-2 740	0	-975 116
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
7.	Поступление средств, всего:	2 741	2 740	0	527 417
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	2 741	2 740	0	146 832
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	0	0	0	261 390
7.3.	Кредиты коммерческих банков	0	0	0	119 195
8.	Выплата средств, всего:	0	0	0	201 125
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	0	0	119 195
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	0	0	0	81 930
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	2 741	2 740	0	326 292
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	85 530	62 379	41 476	746 205
11.	Начальное сальдо денежного потока	556 820	642 350	704 729	
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	642 350	704 729	746 205	

Таблица 56. План денежных поступлений и выплат ООО «Волгодонские тепловые сети на 2018-2030 гг., без НДС, тыс. руб.

№ п/п	Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
1.	Денежные поступления, всего:	1 361 096	1 453 201	1 526 464	1 716 130	1 930 822
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	1 361 096	1 453 201	1 526 464	1 716 130	1 930 822
2.	Денежные выплаты, всего:	1 343 491	1 397 805	1 475 328	1 643 747	1 787 750
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 338 935	1 385 371	1 465 678	1 624 279	1 753 874
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	4 556	12 434	9 650	19 468	33 876
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	17 605	55 396	51 137	72 383	143 072
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	27 669	29 947	32 941	66 176	121 425
5.1.	Инвестиции в основные средства	27 669	29 947	32 941	66 176	121 425
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-27 669	-29 947	-32 941	-66 176	-121 425
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
7.	Поступление средств, всего:	22 859	8 344	16 852	40 598	50 925
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	0	0	1 543	2 447	3 776
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	9 426	8 344	15 309	38 151	47 149
7.3.	Кредиты коммерческих банков	13 432	0	0	0	0
8.	Выплата средств, всего:	2 779	17 205	0	0	0
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	15 700	0	0	0
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	2 779	1 505	0	0	0
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	20 080	-8 861	16 852	40 598	50 925
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	10 016	16 589	35 048	46 805	72 573
11.	Начальное сальдо денежного потока	14 307	24 323	40 912	75 960	122 765
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	24 323	40 912	75 960	122 765	195 337

№ п/п	Показатели	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
1.	Денежные поступления, всего:	2 046 364	2 099 255	1 817 677	2 024 872	1 852 398
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	2 046 364	2 099 255	1 817 677	2 024 872	1 852 398
2.	Денежные выплаты, всего:	1 898 745	1 916 052	1 669 197	1 765 036	1 778 210
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 853 140	1 866 013	1 618 775	1 717 209	1 737 054
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	45 606	50 039	50 422	47 827	41 156
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	147 619	183 204	148 480	259 837	74 188
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	160 831	174 134	168 665	151 564	119 405
5.1.	Инвестиции в основные средства	160 831	174 134	168 665	151 564	119 405
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-160 831	-174 134	-168 665	-151 564	-119 405
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ						
7.	Поступление средств, всего:	44 035	51 324	31 625	140 187	22 834
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	6 747	10 475	14 927	19 142	22 620
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	37 288	40 849	16 698	121 045	214
7.3.	Кредиты коммерческих банков	0	0	0	0	0
8.	Выплата средств, всего:	0	0	0	0	0
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	0	0	0	0
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	0	0	0	0	0
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	44 035	51 324	31 625	140 187	22 834
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	30 824	60 393	11 440	248 460	-22 383
11.	Начальное сальдо денежного потока	195 337	226 161	286 554	297 994	546 454
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	226 161	286 554	297 994	546 454	524 070

№ п/п	Показатели	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
1.	Денежные поступления, всего:	1 858 146	1 870 508	1 813 301	24 542 903
1.1.	Поступления от реализации продукции (услуг)	1 858 146	1 870 508	1 813 301	24 542 903
2.	Денежные выплаты, всего:	1 786 436	1 799 050	1 762 096	23 183 554
2.1.	Затраты на производство и сбыт продукции (без амортизации)	1 752 866	1 768 265	1 758 199	22 799 662
2.2.	Прочие налоги и платежи в бюджет	33 569	30 785	3 897	383 892
3.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной деятельности	71 711	71 458	51 205	1 359 349
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
4.	Поступление средств, всего	0	0	0	0
5.	Выплаты, всего	87 808	74 187	0	1 217 019
5.1.	Инвестиции в основные средства	87 808	74 187	0	1 217 019
6.	Разность денежных поступлений и выплат по инвестиционной деятельности	-87 808	-74 187	0	-1 217 019
ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
7.	Поступление средств, всего:	27 956	31 283	0	493 743
7.1.	Собственные средства организации (амортизация)	25 159	27 418	0	134 254
7.2.	Собственные средства (по плате за подключение)	2 797	3 864	0	343 789
7.3.	Кредиты коммерческих банков	0	0	0	15 700
8.	Выплата средств, всего:	0	0	0	20 386
8.1.	Погашение кредитов коммерческих банков	0	0	0	15 700
8.2.	Уплата процентов за предоставленные кредиты коммерческих банков	0	0	0	4 686
9.	Разность денежных поступлений и выплат по финансовой деятельности	27 956	31 283	0	473 357
10.	Разность денежных поступлений и выплат по операционной, инвестиционной и финансовой деятельности	11 859	28 553	51 205	615 688
11.	Начальное сальдо денежного потока	524 070	535 930	564 483	
12.	Конечное сальдо денежного потока нарастающим итогом	535 930	564 483	615 688	

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод о том, что разработанные тарифно-балансовые модели для реализации мероприятий обеспечивают по всем рассмотренным ТСО суммарный денежный поток положительным на всем протяжении рассматриваемого периода (до 2030 г.) и обеспечивают безубыточное функционирование теплоснабжающих организаций с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения.

12.5. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

В соответствии с действующим в сфере государственного ценового регулирования законодательством тариф на тепловую энергию, отпускаемую организацией, должен обеспечивать покрытие как экономически обоснованных расходов организации, так и обеспечивать достаточные средства для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения.

Тариф ежегодно пересматривается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом изменения экономически обоснованных расходов организации и возможных изменений условий реализации инвестиционной программы.

Законодательством определен механизм ограничения предельной величины тарифов путем установления ежегодных предельных индексов роста, а также механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста.

При этом возмещение затрат на реализацию ИП организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, может потребовать установления для организации тарифов на уровне выше установленного федеральным органом предельного максимального уровня.

Решение об установлении для организации тарифов на уровне выше предельного максимального принимается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов (цен) самостоятельно и не

требует согласования с федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Для анализа влияния реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, на цену тепловой энергии, в данной работе разработаны прогнозные долгосрочные тарифные сценарии для каждой из основных теплоснабжающих организаций г. Волгодонска.

В разработанных тарифных сценариях определены инвестиционные составляющие в тарифах и сроки ее включения в тарифы, которые обеспечивают баланс интересов эксплуатирующих организаций и потребителей услуг теплоснабжения.

Разработанный компромиссный вариант тарифного сценария для каждой из основных теплоснабжающих организаций г. Волгодонска основан на необходимости обеспечения:

- допустимой тарифной нагрузки на потребителей, доступности услуг потребителям;
- приемлемых показателей эффективности инвестиций при реализации ИП.

При этом критерий «доступность услуг потребителям» является определяющим при согласовании органами местного самоуправления и утверждении органами ценового регулирования ИП теплоснабжающей организации и принятии решения о вводе инвестиционной составляющей в тариф теплоснабжающей организации.

12.5.1. Показатели производственных программ основных теплоснабжающих организаций г. Волгодонска

Показатели производственной программы каждой из рассматриваемых ТСО, принятые в расчет ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения на перспективный период 2019-2030 гг. определены с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой по каждому источнику, с учетом роста тепловых нагрузок потребителей теплоэнергии на

перспективный период;

- изменения технико-экономических показателей, показателей тепловой экономичности по тепловым источникам и снижения потерь тепловой энергии при транспортировке и постепенном вводе в эксплуатацию объектов инвестирования, завершении реализации мероприятий схемы теплоснабжения к 2030 г.

Основные показатели производственной программы, принятые в расчет тарифных последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, по каждой из рассматриваемой ТСО (в целом по организации, по каждому виду регулируемой деятельности) на период 2019 – 2030 гг. приведены в таблицах с расчетом прогнозных тарифов по каждой ТСО (раздел 12.4.4.).

12.5.2. Производственные расходы товарного отпуска

В расчётах по тепловым источникам и по тепловым сетям приняты следующие основные производственные издержки:

- затраты на топливо;
- затраты на покупную электроэнергию, воду и канализацию стоков;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда персонала, страховые отчисления, рассчитываемые исходя из фонда заработной платы;
- затраты на ремонт;
- прочие затраты / цеховые расходы / общехозяйственные расходы.

Тарифные сценарии для реализации мероприятий Схемы разрабатывались методом индексации расходов, предусмотренных в установленных на 2018 г. тарифах, с учетом введения с 2019 г. для ТСО инвестиционных составляющих и включения расходов на реализацию технических и организационных мероприятий, расходы по статьям затрат определялись следующим образом:

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива по каждому теплоисточнику и цены топлива (основные тепловые источники г. Волгодонска в качестве топлива используют природный газ, цена на газ определена с учетом платы за транспорт и платы за снабженческо-сбытовые услуги в зависимости от годовых объемов потребления газа каждым тепловым источником).

Амортизация оборудования в части амортизации существующего оборудования принята по данным тарифных дел с учетом линейного способа начисления амортизационных отчислений. Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов при реализации схемы теплоснабжения, определена линейным методом, исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, определенного в соответствии с ПП РФ от 01.01.2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Численность промышленно-производственного персонала тепловых источников и тепловых сетей определена на основании:

- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала ТЭС (М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004г.);
- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей», М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 г.;
- «Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства», М., ЦНИС, 1999 г.

При расчете численности учтено, что при вводе объектов инвестирования в эксплуатацию у ТСО возникает потребность в дополнительном персонале.

Прогноз отчислений на социальные нужды осуществлен исходя из следующих тарифов страховых взносов:

- в Пенсионный фонд РФ - 22 %;
- в Фонд социального страхования РФ - 2,9 %;
- в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования - 5,1 %;

Параметры страховых взносов от 2019 до 2030 года приняты неизменными и равными 30% от заработной платы.

Затраты на ремонты по объектам инвестирования определены в соответствии с СО 34.20.609-2003 «Методические рекомендации по определению нормативной величины затрат на техническое обслуживание и ремонт

энергооборудования, зданий и сооружений электростанций» и СО 34.20.611-2003 «Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций».

Прогноз расходов, включенных в группу расходов «прочие затраты»/«цеховые расходы»/«общехозяйственные расходы» выполнен в соответствии индексом-дефлятором потребительских цен.

12.5.3. Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов товарного отпуска и тарифов на покупные энергоносители и воду

Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов и тарифов на покупные энергоносители и воду определены на основе следующих документов:

– Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (опубликованы на сайте Минэкономразвития РФ 01.10.2018 г.)

– Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (опубликован на сайте Минэкономразвития РФ 08.11.2013 г.).

Прогноз оптовых цен на природный газ на последующий период по отношению к предыдущему выполнен в соответствии с формулой:

$$C_{\text{ПГ},i} = C_{\text{ПГ},i-1} * I_{\text{ПГ},i}, \quad (1.)$$

где i - индекс расчетного периода

Прогноз цен на покупную электрическую энергию на последующий период по отношению к предыдущему выполнен в соответствии с формулой:

$$C_{\text{ЭЭ},i} = C_{\text{ЭЭ},i-1} * I_{\text{ЭЭ},i}, \quad (2.)$$

Прогноз тарифов на воду и стоки, размера среднемесячной заработной платы персонала, расходов на основные и вспомогательные материалы, цеховых и общехозяйственных расходов, прочих расходов на последующий период по отношению к предыдущему выполнен по формуле (1.) с использованием ИПЦ.

Таблица 57. Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов и тарифов на покупные энергоносители и воду

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Индекс потребительских цен (ИПЦ), $I_{ипц,i}$	104,1	103,6	103,2	102,8	102,7	102,7	102,5	102,3	102,2	102,0	102,0	102,0	102,0
Индекс роста оптовой цены на природный газ (для всех категорий потребителей, за исключением населения), $I_{пг,i}$	130,0	105,3	101,9	102,4	103,3	103,5	104,0	103,9	103,7	103,7	103,5	103,6	103,7
Индекс роста цены на электроэнергию (для всех категорий потребителей, за исключением населения), $I_{ээ,i}$	104,7	106,1	104,2	104,0	104,0	103,9	103,9	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,9

12.5.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, для каждой из рассматриваемых основных ТСО выполнен прогноз на перспективный период 2019-2030 гг.:

- тарифов на тепловую энергию;
- платы за подключение (при наличии мероприятий).

Расчет тарифов на тепловую энергию выполнен с учетом следующего:

- за базовый период принят 2018 год;
- производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии на 2018 год приняты по материалам тарифных дел;
- производственные расходы на отпуск тепловой энергии потребителям сформированы по статьям, структура которых установлена по материалам тарифных дел.

Расчет тарифов на тепловую энергию выполнен в 2-х модельных базах:

- с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения (с учетом изменения балансов и с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ);
- без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения (с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ).

Прогнозные тарифы рассчитаны на основе экспертных оценок и могут пересматриваться по мере появления уточненных прогнозов социально-экономического развития по данным Минэкономразвития РФ (прогнозов роста цен на топливо и электроэнергию, ИПЦ и других индексов-дефляторов) и с учетом возможного изменения условий реализации мероприятий схемы теплоснабжения.

Для сглаживания тарифных последствий реализации мероприятий и обеспечения постепенного роста стоимости услуг теплоснабжения для потребителей, расчет тарифов на тепловую энергию выполнен с учетом возврата кредитов, привлеченных на финансирование капитальных вложений, неравными долями.

Прогнозные тарифы на тепловую энергию по основным ТСО г. Волгодонска представлены в следующей таблице.

Таблица 58. Прогнозные тарифы на тепловую энергию по основным ТСО г. Волгодонска, без НДС

Наименование ТСО	Прогнозный среднегодовой тариф на тепловую энергию, руб./Гкал										
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ООО "Волгодонская тепловая генерация"	1066,7	1115	1174	1220	1266	1333	1328	1326	1358	1396	1403
ООО "Волгодонские тепловые сети"	1459,1	1568	1659	1740	1727	1838	1871	1809	1862	1899	1900

Сравнение прогнозных тарифов на тепловую энергию по основным ТСО представлено на следующем рисунке:



Рисунок 60. Иллюстрация прогнозных тарифов основных ТСО на тепловую энергию

Расчеты ценовых последствий отдельно по каждой из основных ТСО г. Волгодонска представлены в следующих разделах.

12.5.4.1. Расчеты ценовых последствий для потребителей ООО «Волгодонская тепловая генерация»

При расчете ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, для ООО «Волгодонская тепловая генерация» выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию, отпускаемую Волгодонской ТЭЦ-2.

Прогноз тарифов на тепловую энергию.

Следующие рисунки иллюстрируют прогноз тарифов ООО «Волгодонская тепловая генерация» на тепловую энергию на период 2019 -2029 гг.

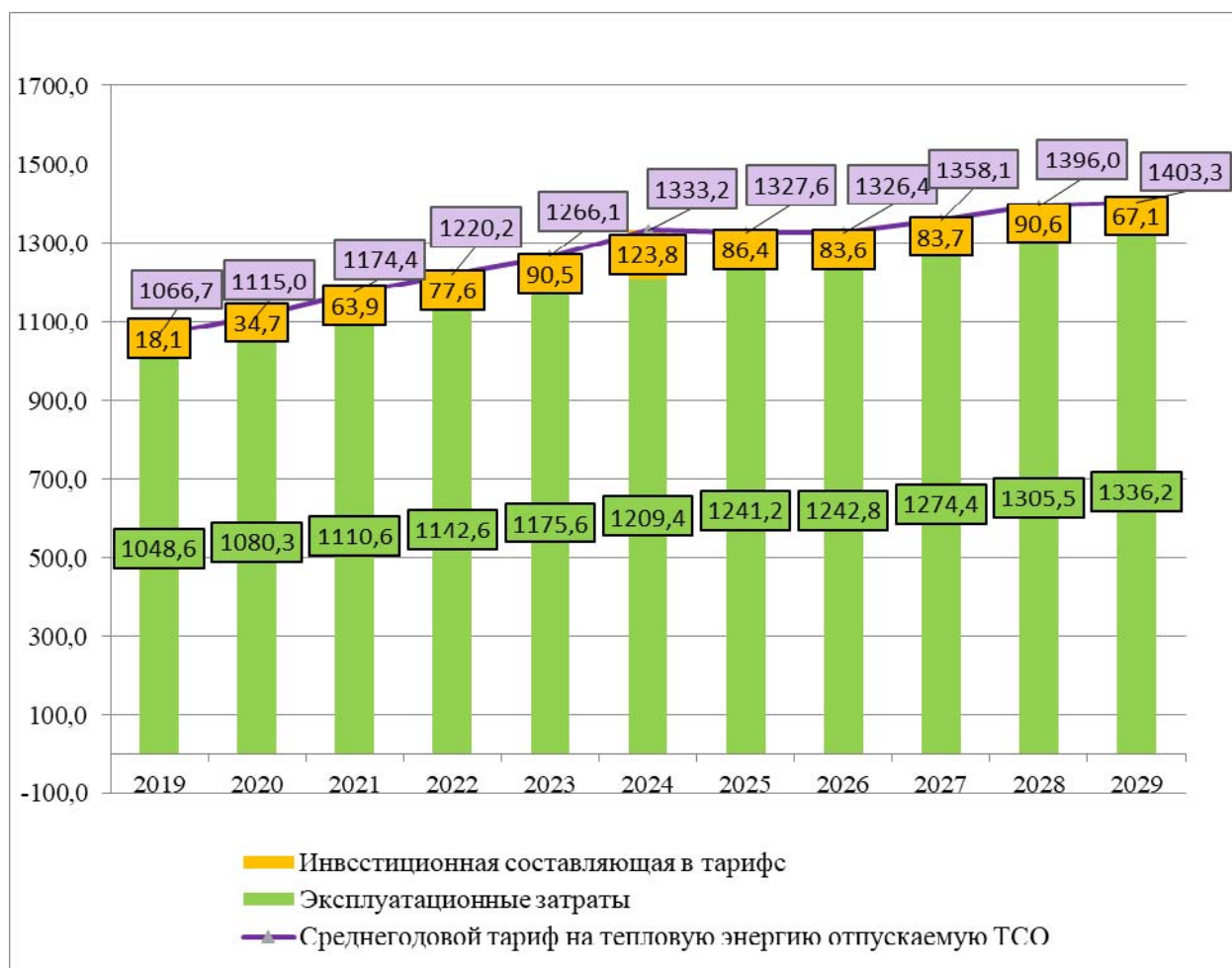


Рисунок 61. Иллюстрация прогнозных тарифов на тепловую энергию Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация»

Как видно из рисунка, среднегодовой тариф на тепловую энергию Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» характеризуется

постепенным ростом до 2024 года, далее тариф соответствует темпам инфляции и росту цен на газ.

В рамках данной работы был выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию, отпускаемую Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация», с учетом и без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения. Сравнение результатов прогноза тарифов представлено на следующем графике.

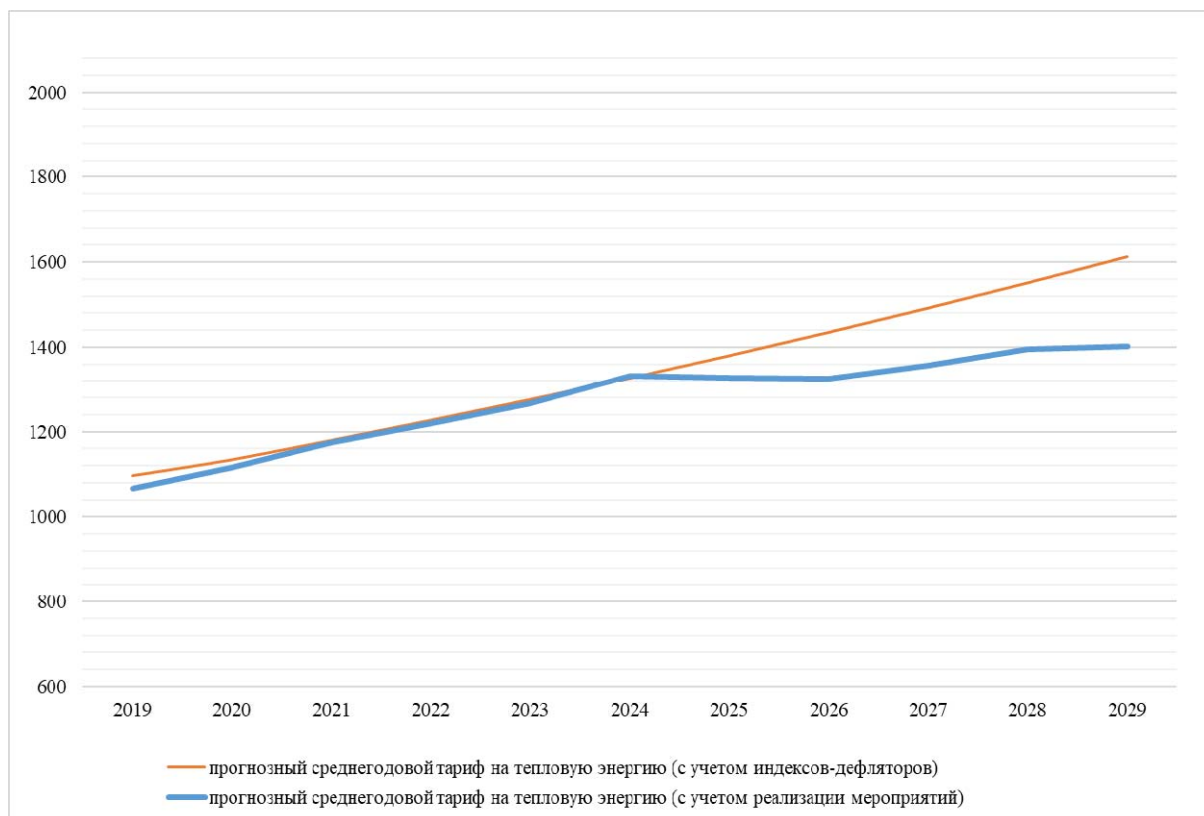


Рисунок 62. Иллюстрация результатов прогноза тарифов на тепловую энергию, отпускаемую Волгодонской ТЭЦ-2 ООО «Волгодонская тепловая генерация» с учетом и без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения

Как видно из рисунка, начиная с 2024 г. прогнозируемая величина тарифа Волгодонской ТЭЦ-2 с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения ниже тарифа без реализации мероприятий схемы.

12.5.4.2. Расчеты ценовых последствий для потребителей ООО «Волгодонские тепловые сети»

При расчете ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, для ООО «Волгодонские тепловые сети» выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию, отпускаемую организацией;

Прогноз тарифов на тепловую энергию.

Следующий рисунок иллюстрирует прогноз тарифов ООО «Волгодонские тепловые сети» на тепловую энергию на период 2019 -2029 гг.



Рисунок 63. Иллюстрация прогнозного тарифа на тепловую энергию ООО «Волгодонские тепловые сети» (с учетом инвестиционной составляющей)

Как видно из рисунка, среднегодовой тариф на тепловую энергию ООО «Волгодонские тепловые сети» характеризуется постепенным ростом до 2025 года, далее тариф снижается за счет сокращения размера инвестиционной составляющей в тарифе ООО «Волгодонская тепловая генерация» и тарифе ООО «Волгодонские тепловые сети».

В рамках данной работы был выполнен прогноз тарифов на тепловую

энергию, отпускаемую ООО «Волгодонские тепловые сети», с учетом и без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения. Сравнение результатов прогноза тарифов представлено на следующем графике.

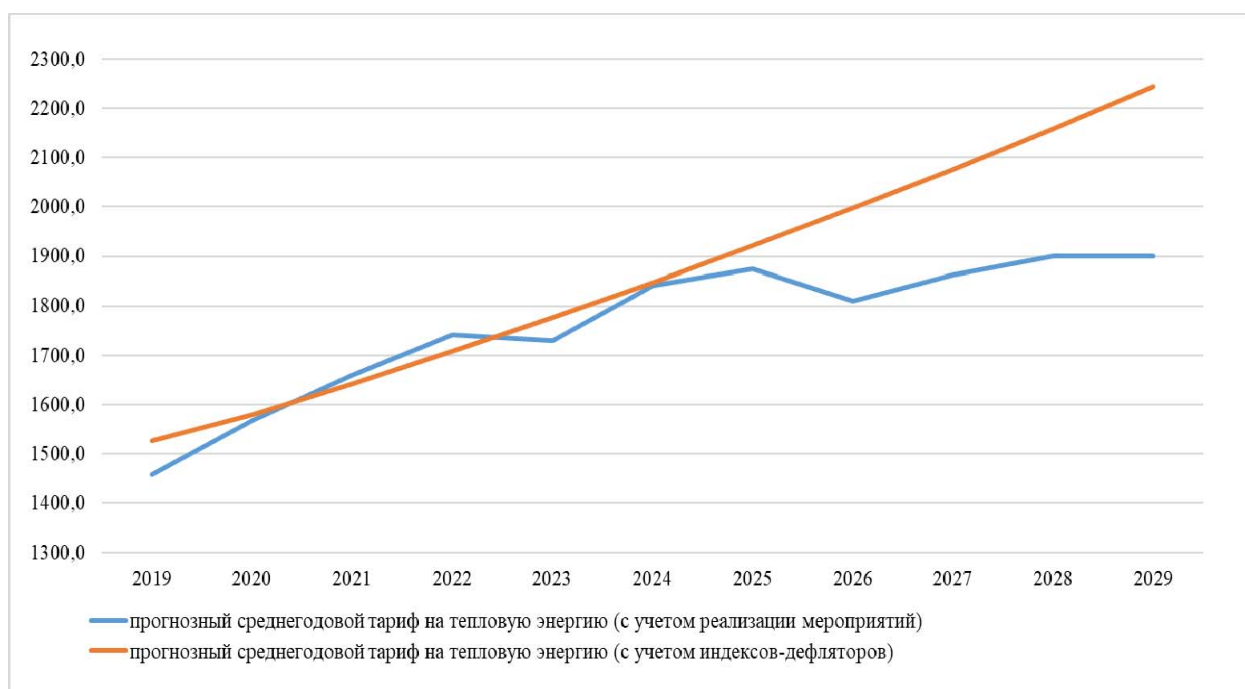


Рисунок 64. Иллюстрация результатов прогноза тарифов на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Волгодонские тепловые сети» с учетом и без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения

Как видно из рисунка, среднегодовые тарифы ООО «Волгодонские тепловые сети» с учетом реализации мероприятий схемы с 2020 г. по 2022 г. превышают тарифы, прогнозируемые без реализации мероприятий схемы теплоснабжения (с использованием индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ).

С 2023 г. прогнозируемая величина тарифа с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения ниже тарифа без реализации мероприятий схемы.

12.5.4.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

Расчеты ценовых последствий для потребителей ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» выполнены с учетом прогнозов индексов предельного роста цен и тарифов на топливо и энергию Минэкономразвития РФ до 2030 г.

Величина тарифа на тепловую энергию на каждый год периода с 2019 по 2030 гг. приведена в таблице ниже.

Таблица 59. Прогнозные тарифы на тепловую энергию по основным ТСО г. Волгодонска, без НДС

Наименование мероприятия	Динамика изменения средневзвешенного тарифа на тепловую энергию, руб./Гкал											
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Дефляторы, к предыдущему периоду, %	-	103,4	104,0	104,0	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9	103,9
Рост тарифа по прогнозу МЭР, без инвест. составляющей	2034,7	2104	2188	2276	2364	2456	2552	2652	2755	2863	2974	3090



Рисунок 65. Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию, отпускаемую ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

Индикаторы развития систем теплоснабжения г.Волгодонска приведены в таблице ниже.

Таблица 60. Индикаторы развития систем теплоснабжения г.Волгодонска

Наименование показателя	Волгодонская ТЭЦ-2	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
Доля выполненных мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения в соответствии с перечнем и сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения	-	-
Количество аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения	-	-
Продолжительность планового перерыва в горячем водоснабжении в связи с производством ежегодных ремонтных и профилактических работ в централизованных сетях инженерно-технического обеспечения горячего водоснабжения в межотопительный период в ценовой зоне теплоснабжения	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии в ценовой зоне теплоснабжения	-	-
Доля бесхозных тепловых сетей, находящихся на учете бесхозных недвижимых вещей более 1 года, в ценовой зоне теплоснабжения	-	-
Удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения в ценовой зоне теплоснабжения	н/д	н/д
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	-	-
Снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей в однострубом исчислении сверх предела разрешенных отклонений	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности сверх предела разрешенных отклонений	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой	178,3	144,6

Наименование показателя	Волгодонская ТЭЦ-2	Котельная ООО "Волгодонская ТЭЦ-1"
энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии		
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	4,97	2,37
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	0,145	0,243
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	121,51	241,76
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, городского округа, города федерального значения)	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	220,3	-
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)		
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	более 25 лет	более 25 лет
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	-	-

ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1. Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения представлены в п.12.5.4 Главы 12.

14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения представлены в п.12.5 Главы 12.

14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей представлены на рисунках 62 и 64 в п.12.5.4. Главы 12.

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В соответствии со статьей 4 (пункт 2) Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительство Российской Федерации сформировало новые Правила организации теплоснабжения. В правилах, утвержденных Постановлением Правительства РФ, предписаны права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Из условий повышения качества обеспечения населения тепловой энергией в них предписана необходимость организации единых теплоснабжающих организаций (ЕТО). При разработке схемы теплоснабжения предусматривается включить в нее обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, требованиям, установленным Постановлениями Правительства от 22 февраля 2012 г. № 154 и от 8 августа 2012 г. №808.

Основные положения по организации ЕТО в соответствии с Правилами заключаются в следующем.

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (Министерством энергетики Правительства РФ) при утверждении схемы теплоснабжения города.

2. Так как в городском округе существуют несколько теплоснабжающих организаций, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах города, района;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

3. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории города лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного 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.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на официальном сайте города.

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 одной из них.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 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.

6. 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.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения города.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

– заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, тепло потребляющие 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.

11. 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. Они могут быть изменены в следующих случаях:

– подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В предыдущей актуализации схемы теплоснабжения в качестве ЕТО на всей

территории г.Волгодонска была определена ООО «Волгодонские тепловые сети».

В связи со сменой собственника тепловых сетей, относящихся к старой части города Волгодонска, в настоящей актуализации рассматривается вопрос о пересмотре статуса ЕТО на территории Волгодонска.

В границах муниципального образования «город Волгодонск» свою деятельность в рамках централизованного снабжения тепловой энергией осуществляют следующие организации:

- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонские тепловые сети» (далее – ООО «Волгодонские тепловые сети»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонская тепловая генерация» (далее – ООО «Волгодонская тепловая генерация»);
- Общество с ограниченной ответственностью «Волгодонская ТЭЦ-1» (далее – ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»);

ООО «Волгодонские тепловые сети» является теплосетевой организацией, на балансе которой находятся магистральные и внутриквартальные тепловые сети в границах жилой и социально-административной постройки города, за исключением сетей старой части города, эксплуатируемых ООО «Волгодонская ТЭЦ- 1».

На ООО «Волгодонская тепловая генерация» находится самый крупный источник города – Волгодонская ТЭЦ-2. Транспортировку тепловой энергии от Волгодонская ТЭЦ-2 и ее сбыт конечным потребителям осуществляет ООО «Волгодонские тепловые сети».

Теплоснабжение потребителей Старого города осуществляет ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», в эксплуатации которого находится как источник теплоснабжения - котельная ООО «Волгодонская ТЭЦ-1», так и тепловые сети от него.

15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах городского округа

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города, представлен в таблице 61.

Таблица 61. Реестр систем теплоснабжения города Волгодонска

Система теплоснабжения	Источник	Наименование теплоснабжающей организации
Северо-западная промышленная зона	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
Старый город	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»	ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»
ЮЗР	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация"	1. Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация" 2. ООО «Волгодонские тепловые сети»
Юго-Восточная промышленная зона	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация"	1. Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация" 2. ООО «Волгодонские тепловые сети»
Новый город, часть 1	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация"	1. Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация" 2. ООО «Волгодонские тепловые сети»
Новый город, часть 2	Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация"	1. Волгодонская ТЭЦ-2 ООО "Волгодонская тепловая генерация" 2. ООО «Волгодонские тепловые сети»

15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

До настоящего времени, единой теплоснабжающей организацией, оказывающей услуги на всей территории города, являлась ООО «Волгодонские тепловые сети»

15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией

В качестве территориального деления города принято разграничение по исторически сложившимся районам:

- Северо-западная промышленная зона
- Старый город
- ЮЗР

- Юго-Восточная промышленная зона
- Новый город, часть 1
- Новый город, часть 2

Исходя из указанных районов, предлагается сформировать две зоны ЕТО:

Зона ЕТО №1, включающая в себя следующие районы: ЮЗР, Юго-Восточная промышленная зона, Новый город, часть 1 и Новый город, часть 2;

Зона ЕТО №2, включающая в себя следующие районы: Северо-западная промышленная зона, Старый город.

В зоне деятельности ЕТО №1 осуществляют деятельность следующие теплосетевые и теплоснабжающие организации:

- ООО «Волгодонская тепловая генерация»;
- ООО «Волгодонские тепловые сети»;

Рабочая мощность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО №1 и наименования организаций, владеющих источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, представлены в таблице ниже.

Таблица 62. Рабочая мощность источника тепловой энергии границах зоны деятельности ЕТО №1

Наименование источника тепловой энергии	Наименование организация, владеющей источником тепловой энергии на праве собственности или ином законном праве	Рабочая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч
Волгодонская ТЭЦ-2	ООО "Волгодонская тепловая генерация"	739,0

Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО №1 в зависимости от их принадлежности представлено в таблице 63.

Таблица 63. Распределение емкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО №1

Наименование организация, владеющей тепловыми сетями на праве собственности или ином законном праве	Ёмкость тепловых сетей, м ³
ООО «Волгодонские тепловые сети»	11389

Таким образом, в соответствии с критериями, приведенными в п. 1.2 настоящей главы, на статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО №1 могут претендовать следующие организации (в порядке от большего соответствия критериям ЕТО к меньшему соответствию):

- ООО «Волгодонская тепловая генерация» - владение крупнейшим источником тепловой энергии
- ООО «Волгодонские тепловые сети» - снованием является владение и эксплуатация тепловыми сетями.

Принимая во внимание тот факт, что одной из обязанностей ЕТО является в том числе заключение прямых договоров с потребителями, что осуществимо только в случае выбора в качестве ЕТО ООО «Волгодонские тепловые сети», в качестве единой теплоснабжающей организации зоны ЕТО №1 предлагается принять ООО «Волгодонские тепловые сети».

В зону деятельности ЕТО №2 входит система теплоснабжения от котельной ООО «Волгодонская ТЭЦ-1». Источник тепловой энергии находится на балансе ООО «Волгодонская ТЭЦ-1»; тепловые сети – муниципальные, собственные и арендуемые – эксплуатируются ООО «Волгодонская ТЭЦ-1».

Учитывая вышеизложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 2 присвоить статус ЕТО ООО «Волгодонская ТЭЦ-1» как единственной теплоснабжающей организации, владеющей источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

В период актуализации схемы теплоснабжения заявок на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации

Граница раздела зон ЕТО будет проходить по ул. 50 лет СССР, ул. Горького и пер.Маяковского. Зоны деятельности ЕТО представлены на рисунке 66.

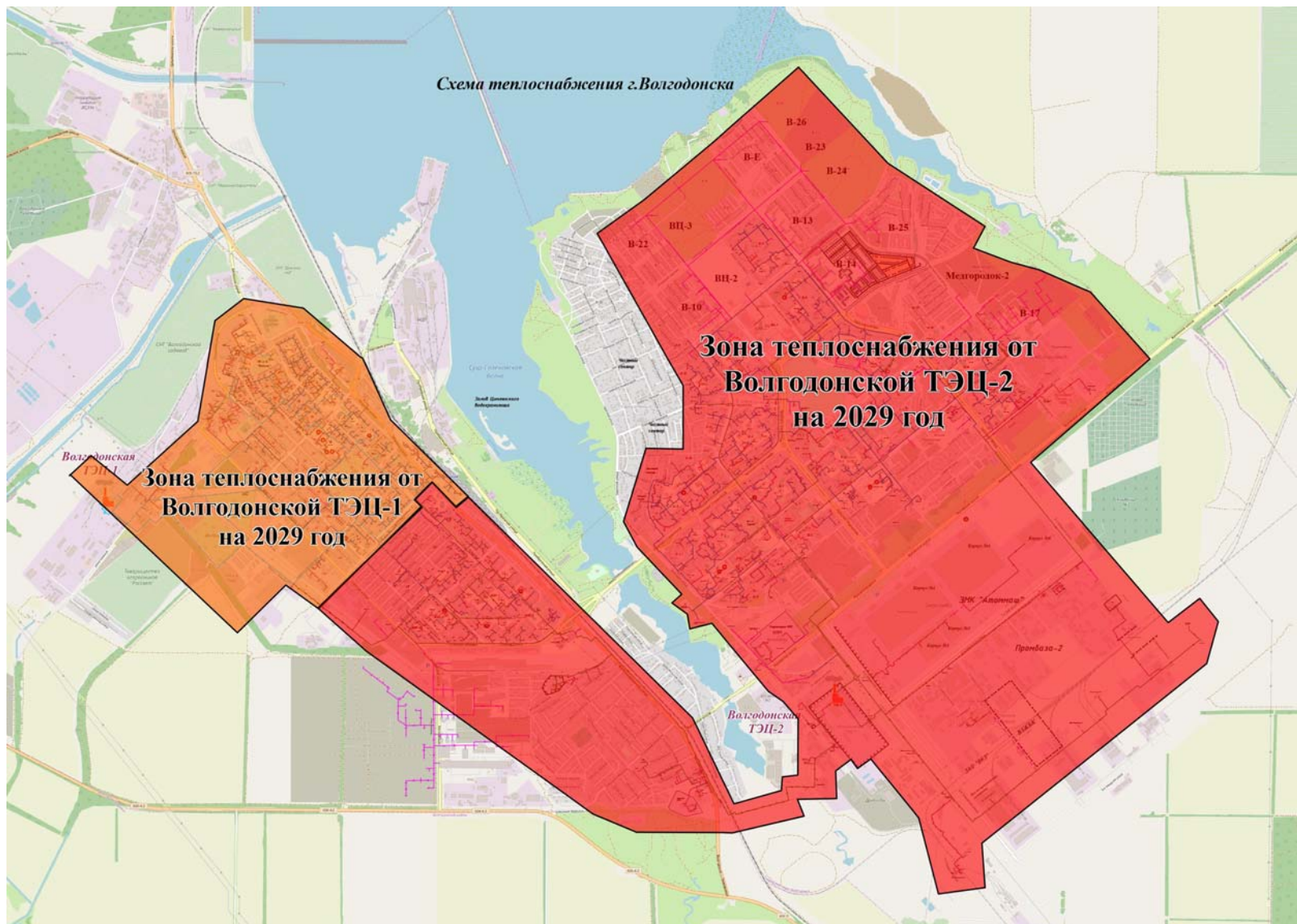


Рисунок 66. Зоны деятельности ЕТО

ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в таблице ниже.

Таблица 64. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

№ п/п	Организация	Мероприятие	Срок реализации	Источник инвестиций	Объем планируемых инвестиций, тыс. руб. с НДС
1	ООО "Волгодонская тепловая генерация"	Техническое перевооружение для повышения эффективности системы	2019	ТСО	1 067 352

16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице ниже.

Таблица 65. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей

№ п/п	Организация	Мероприятие	Срок реализации	Источник инвестиций	Объем планируемых инвестиций, тыс. руб. с НДС
1	ООО "Волгодонские тепловые сети"	Строительство и реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности системы	2019	ООО "ВТС" (инвестиционная составляющая в тарифе)	717 627
2		Организационные технические мероприятия	2020	ООО "ВТС"	4 426

16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытые системы горячего водоснабжения

Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения, представлен в таблице ниже.

Таблица 66. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения

№ п/п	Организация	Мероприятие	Срок реализации	Источник инвестиций	Объем планируемых инвестиций, тыс. руб. с НДС
1	ООО "Волгодонские тепловые сети"	Строительство тепловых сетей для перехода на закрытую схему теплоснабжения	2019	Бюджетные средства	28 496
2		Строительство ЦТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	2019	Бюджетные средства	45 444
3		Устройство ИТП для перехода на закрытую схему теплоснабжения	2019	Средства абонентов	2 319 510

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 к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Изменения, внесенные при актуализации в Главы 1 Существующие положения в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения:

В части описания источников теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- скорректирован баланс тепловой мощности источников;
- скорректирован резерв и дефицит тепловой мощности источников;
- скорректированы топливные балансы источников.

Среди прочего были внесены следующие изменения:

- скорректированы нормативы технологических потерь за базовый год;
- скорректирован перечень абонентов подключенных к источникам теплоснабжения г.Волгодонска;
- внесены изменения в технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций организации;
- скорректирована динамика утвержденных цен (тарифов) в соответствии с базовым годом.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения:

В части перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- скорректирован базовый уровень потребления тепловой энергии;
- скорректирован базовый год;
- скорректированы прогнозы приростов строительных площадей;
- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 3 Электронная модель системы теплоснабжения:

Трассировка тепловых сетей скорректирована и нанесена на карту в соответствии с фактическим расположением.

В Главу 3 обосновывающих материалов были внесены соответствующие изменения в части гидравлического расчета тепловых сетей, построения новых пьезометрических графиков.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей:

В части перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки были внесены следующие изменения:

- скорректированы балансы мощности источников тепловой энергии базового уровня;
- внесены изменения в данные по подключенной нагрузке, с учетом объектов, подключенных к тепловым сетям в период с момента предыдущей актуализации;
- скорректирован базовый год;
- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок;
- откорректированы значения резерва и дефицита тепловой мощности котельных г.Волгодонска.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 5 Мастер план развития системы теплоснабжения:

- внесены изменения в приоритетный сценарий развития системы теплоснабжения г.Волгодонска;
- скорректирован перечень предлагаемых мероприятий по строительству и реконструкции источников тепловой энергии.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплopotребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах:

В Главу 6, согласно актуализированным сценариям развития систем теплоснабжения, были внесены следующие изменения:

- скорректированы перспективные балансы ВПУ котельных г.Волгодонска;
- выполнен перерасчет нормативных потерь теплоносителя для каждого источника;
- скорректированы расчеты объемов аварийной подпитки для котельных г.Волгодонска;
- скорректированы существующие и перспективные максимальные значения расхода сетевой воды.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии:

В части предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии были внесены следующие изменения:

- скорректирован перечень предлагаемых мероприятий по строительству и реконструкции источников тепловой энергии;
- скорректированы расчеты технико-экономических показателей работы котельных на рассматриваемую перспективу.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей:

- скорректированы капитальные затраты на реконструкцию и строительство новых участков тепловых сетей, согласно изменениям, в размере налога на добавленную стоимость (НДС) с момента предыдущей актуализации Схемы теплоснабжения.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения:

– скорректированы затраты на реализацию мероприятия по переходу открытых систем горячего водоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения

Изменения, внесенные в актуализации Главы 10 перспективные топливные балансы:

Изменения Главы 10 напрямую связаны с изменениями Главы 6. Ввиду изменившихся сценариев развития источников тепловой энергии, изменились и топливные балансы.

– скорректированы топливные балансы согласно новым показателям базового года.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 11 Оценка надежности теплоснабжения:

В рамках рассмотрения вопроса оценки надежности теплоснабжения в программном обеспечении Zulu 8.0 были произведены расчеты, согласно которым были получены следующие показатели надежности для участков тепловых сетей и

Изменения, внесенные в актуализации Главы 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение:

– скорректированы капитальные затраты на реконструкцию и строительство новых участков тепловых сетей, согласно изменениям, в размере налога на добавленную стоимость (НДС) с момента предыдущей актуализации Схемы теплоснабжения;

Изменения, внесенные в актуализации Главы 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения города:

Глава 13 отражает основные индикаторы развития системы теплоснабжения, все полученные значения основаны на скорректированном ранее базовом уровне потребления тепловой энергии, зафиксированных с момента прошлой актуализации аварий в системах теплоснабжения.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 14 Ценовые (тарифные) последствия:

Глава 14 полностью основана на значения, полученных в Главе 12 Обосновывающих материалов. В главе рассматривалось:

- влияние предлагаемых для реализации мероприятий на перспективную стоимость 1 Гкал;
- расчет темпа роста тарифа без реализации предлагаемых проектов;
- сравнение темпов роста тарифа с учетом реализацией проектов и под действием индексов дефляторов.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций:

В части реестра единых теплоснабжающих организации изменений не возникло.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 16 Реестр проектов схемы теплоснабжения:

Глава 16 является обобщающим томом для всех мероприятий, связанных со строительством и реконструкцией объектов схемы теплоснабжения:

- скорректированы капитальные затраты на реконструкцию и строительство новых участков тепловых сетей, согласно изменениям, в размере налога на добавленную стоимость (НДС) с момента предыдущей актуализации.

Список использованных источников

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
2. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».
3. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004.
4. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235
5. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959.
6. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.
7. СНиП 2.04.14-88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998.
8. Проект приказа Министра энергетики и Министра регионального развития РФ «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».
9. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
10. ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения», разработанный ФГУП «ВНИИНМАШ».
11. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». ОАО «Объединение ВНИПИЭнергопром».
12. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ». РАО «Роскоммунэнерго».
13. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому

расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

14. РД 10 ВЭП – 2006 «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ». ОАО «Объединением ВНИПИЭнергопром» (в развитие СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»);

15. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочное издание в 4 т. Т. 4 Надежность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000.

16. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Москва. Издательство МЭИ 2001.

17. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49

18. И.А.Башмаков. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России [Электронный ресурс] / URL:http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2543

19. И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин. Муниципальное энергетическое планирование [Электронный ресурс] / URL http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2481

20. Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года.

21. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года (редакция на 26 апреля 2010 г.).

22. Дубовский С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения // Проблемы энергетики.- вып. 1 (24).- 2011 г.

23. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения.- N 6.-2006 г.

24. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ», разработанные РАО «Роскоммунэнерго».

25. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

26. «Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения», утвержденные заместителем Министра регионального развития РФ 25.04.2012 г.

27. РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии».

28. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук.авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО Изд-во» «Экономика», 2000.

29. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений. – Утверждена Временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым. № 01/07-99 от 9 сентября 2009 г.

30. Методические рекомендации по применению унифицированных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов ОАО «Газпром» в области тепло- и электроэнергетики. – Р Газпром № 01/350-2008. – М., 2009.

31. Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром». Р Газпром 035-2008. – М., 2008.

32. Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2016-2018 годов. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

33. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

34. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003.

35. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных

работ видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 2-ой квартал 2012 г.

36. Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808.