



ВЕСТНИК

ОРГАНОВ МЕСТНОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД НОВОВОРОНЕЖ

14 июля 2023г. № 34 (1089)

Выходит с 30 ноября 2007 г.

АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД НОВОВОРОНЕЖ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 11.07.2023

№ 664

г. Нововоронеж

Об утверждении актуализации
схемы теплоснабжения городского
округа город Нововоронеж
с 2013 по 2029 год на 2024 год

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», протоколом публичных слушаний от 04.07.2023 № 2 по вопросу: «Рассмотрение проекта актуализации схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж на 2024 год», ст. ст. 3, 43, 46 Устава городского округа город Нововоронеж, распоряжением администрации городского округа город Нововоронеж от 16.06.2023 №159-л «Об временном исполнении обязанностей главы администрации городского округа город Нововоронеж», в целях эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения городского округа город Нововоронеж администрация городского округа город Нововоронеж,

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить актуализацию схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж с 2013 по 2029 год на 2024 год согласно Приложению к настоящему постановлению.
2. Настоящее постановление вступает в силу с момента его подписания.
3. Опубликовать настоящее постановление в газете «Вестник органов местного самоуправления городского округа город Нововоронеж».
4. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.

И.о. главы администрации

Р.В. Ефименко

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД НОВОВОРОНЕЖ С 2013 ПО 2029 ГОД. АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 Г.

УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Нововоронеж, 2023 г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	
1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	
1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА	
1.2. Величины существующей отопляемой площади строительных фондов и приросты отопляемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)	
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	
1.4. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	
2.3. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	
2.3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой	

мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	
2.3.2 Балансы перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) перспективной располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	
2.3.3 Баланс отпуска выработки и покупки тепловой энергии в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж.....	
2.4 РАДИУС ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ УСЛОВИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЕ НОВЫХ ИЛИ УВЕЛИЧИВАЮЩИХ ТЕПЛОВУЮ НАГРУЗКУ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СОВОКУПНЫХ РАСХОДОВ В УКАЗАННОЙ СИСТЕМЕ НА ЕДИНИЦУ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ДЛЯ ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	
3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	
3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.....	
3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	
4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	
4.1 ОПИСАНИЕ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....	
4.2 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения городского округа.....	
5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	
5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.....	
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	
5.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности и надежности работы систем теплоснабжения.....	
5.4 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.....	
5.5 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации.....	
5.6 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.....	
5.7 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии.....	
5.8 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	
6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	
6.1 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	
6.2 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	
6.3 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	
6.4 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.....	
6.5 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.....	
7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....	
8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	
8.1 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 поселения, городского округа.....	
8.2 Нормативные запасы резервного топлива.....	
8.3 Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	
8.4 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	
9 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ.....	
9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов систем теплоснабжения.....	
9.2 Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации..	
10 РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	
10.1 Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации.....	
10.2 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	
10.3 Критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присваивается статус единой теплоснабжающей организации.....	
10.4 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города.....	
11 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	
12 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	

13 синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения ...

13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.....

13.2 Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.....

13.3 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....

13.4 Описание решений о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения....

13.5 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....

13.6 Описание решений о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....

13.7 Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения для обеспечения согласованности такой схемы с переходом на закрытую систему горячего водоснабжения.....

14 индикаторы развития систем теплоснабжения

14.1 Общие положения.....

14.2 Индикаторы развития систем теплоснабжения.....

14.3 Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства.....

15 ценовые (тарифные) последствия.....

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ВВЕДЕНИЕ

Разработка проекта схемы теплоснабжения поселения является логическим продолжением основного градостроительного документа – генерального плана в части инженерного обеспечения территорий. В составе схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения поселения тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

На основании Муниципального контракта МК № 203221307 от 01.07.2013 г. разработана схема теплоснабжения муниципального образования городского округа город Нововоронеж на период с 2013 по 2029 год.

Нововоронеж — город энергетиков в Воронежской области. Возник в начале 50-х годов как поселок городского типа в связи со строительством одной из первых промышленных атомных станций. Статус города был установлен Указом Президиума Верховного совета РСФСР в 1987 году. Город Нововоронеж является городом особого функционального назначения Федеральной значимости. Расположен на левом берегу Дона, на 55 км южнее г. Воронежа, ближе к центральной части Воронежской области. Граница городского округа Нововоронеж примыкает с юго-запада к границе Каширского района, и с юго-востока к границе Хохольского района. С запада и юго-запада к городу примыкает водохранилище – пруд охладитель.

Нововоронеж является монофункциональным городом с особым режимом хозяйственной деятельности. В структуре промышленного производства городского округа атомная энергетика является основной отраслью. Важнейшим видом продукции промышленности является – выработка электрической и тепловой энергии.

ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Общие положения генерального плана

Генеральный план города Нововоронежа был разработан в 2009 году на расчетный период 20 лет.

Согласно генеральному плану, дальнейшее экономическое развитие города Нововоронежа на ближайшее время будет определяться уже имеющимся экономическим потенциалом. В связи с тем, что основным градообразующим предприятием города является НВ АЭС, и большинство предприятий города являются предприятиями, обслуживающими АЭС, то рост производства на них будет напрямую связан с дальнейшим ростом мощностей на НВ АЭС.

Жилищное строительство на территории городского округа город Нововоронеж предусматривается производить в существующих границах городского округа. Новая жилая застройка будет размещаться на свободных территориях. В соответствии с прогнозным расчетом нового жилищного строительства на проектные сроки общий объем жилищного фонда увеличится на 23,3%.

Перспективная застройка сосредоточена в пределах Северного микрорайона г. Нововоронежа.

Северный микрорайон расположен в северной части города и включает в себя территорию в границах улиц: Первомайская, Парковая, магистральной дороги общегородского значения (соответственно с восточной, южной и западной сторон) и сектора индивидуальной усадебной застройки по ул. Аленовская с южной стороны. Северная граница рассматриваемой территории примыкает к зоне городских лесов.

Обеспечение теплом строящихся зданий Северного микрорайона предполагается от существующих источников тепловой энергии через существующие магистральные тепловые сети с их реконструкцией и увеличением диаметров.

Для обеспечения теплом жилой усадебной застройки района Полубяновка предполагается использовать поквартирные теплогенераторы.

В зонах промышленного, производственно-коммунального и транспортно-инженерного назначения предполагается реконструкция, модернизация существующих объектов капитального строительства.

Величины существующей отопляемой площади строительных фондов и приросты отопляемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)

Объемы жилищного строительства определены с учетом роста численности населения на расчетный срок до 35,144 тыс. чел.

Средняя жилищная обеспеченность составит 45,8 м² общей площади на человека.

В таблице 1.2.1. приведен расчет показателей по жилищному фонду на расчетный срок до 2029 года.

Прогнозные показатели жилищного фонда.

№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Жилищный фонд
1	Существующий сохраняемый жилой фонд – всего,	тыс.м ² общ.площ.	1157,8
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	129,4
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	123,2
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	348,4
	– Многоэтажная застройка (8 эт. и выше)	- " -	556,8
2	Убыль жилищного фонда – всего,	тыс.м ² общ.площ.	114,5
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	33,5
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	69,0
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	12,0
3	Новое строительство – всего,	тыс.м ² общ.площ.	566,9
	в том числе:		
	- Многоэтажная застройка (8 эт. и выше),	- " -	566,9
	в том числе на реконструируемых территориях	- " -	361,6
4	Жилищный фонд к концу расчетного срока – всего,	тыс.м ² общ.площ.	1610,2
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	95,9
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	54,2
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	336,4
	– Многоэтажная застройка (8 эт. и выше)	- " -	1123,7

Проведенные расчеты позволили определить необходимые показатели жилищного фонда и строительства – на расчетный срок жилищный фонд составит 1610,2 тыс. кв.м. общей площади, новое строительство – 566,9 тыс. кв.м. общей площади на территории 60,7 га, в том числе реконструируемая территория - 21,5 га.

Основными территориальными резервами для дальнейшего развития селитебных территорий являются свободные и реконструируемые территории в пределах существующей городской застройки.

Перечень площадок жилищного строительства представлен в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

Перечень площадок жилищного строительства

№ п/п	Наименование	Территория, га	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
1	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	2,9	ул.Свободы	Реконструкция застройки индивидуальными жилыми домами	I очередь, расч. срок
2	-/-	5,1	ул.Солнечная	-/-	-/-
3	Общественно-деловая застройка	1,3	ул.Духовская	Реконструкция застройки индивидуальными жилыми домами	-/-
4	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	0,8	ул.Комсомольская	Реконструкция среднеэтажной застройки	I очередь, расч. срок
5	-/-	1,2	ул.Комсомольская	-/-	-/-
6	-/-	0,5	ул.Мира	Реконструкция малоэтажной застройки	I очередь, расч. срок
7	-/-	0,6	ул.Строителей	-/-	-/-
8	-/-	5,5	ул.Октябрьская, ул.Мира, ул.Ленина, ул.Строителей	-/-	-/-
9	-/-	4,6	ул.Октябрьская, ул.Мира, ул.Космонавтов, ул.Ленина	-/-	-/-
10	-/-	0,3	ул.Ленина	-/-	-/-
11	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	14,3	Участок №1 северная часть г.о.г. Нововоронеж	Новое стр-во, разработка проектной документации	Расч. срок
12	-/-	6,1	Участок №1а ул.Солнечная	-/-	Расч. срок
13	-/-	18,8	Участок №2 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	Расч. срок
14	-/-	30,5	Участок №3 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок
15	-/-	3,9	Участок №3а ул.Алёновская	-/-	За расч. срок
16	-/-	35,0	Участок №4 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок
17	Застройка индивидуальными жилыми домами	30,0	Участок №5 северо-восточная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок

Перечень объектов социального и коммунально-бытового назначения представлен в таблице 1.2.3.

Планируемые для размещения объекты капитального строительства городского округа город Нововоронеж

№ п/эксп.	Наименование учреждений	Един. измер.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
Учреждения образования						
1.	МКДОУ «Детский сад № 5 общеразвивающего вида ГО г. Нововоронеж	мест	220	ул. Курчатова, д.3	Капитальный ремонт - проведен	I очередь
2.	Детский сад	мест	460	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь
3.	Детский сад	мест	2х280	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	Расчетный срок
4.	Детский сад	мест	280	Северная часть города	Новое стр-во	Расчетный срок
5.2	МКОУ "Средняя общеобразовательная школа №1 городского округа город Нововоронеж"	мест	1100	ул. Ленина, д. 10	Капитальный ремонт - проведен	I очередь
6.	Общеобразовательная школа	мест	1296	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь
6а	Общеобразовательная школа	мест	825	Северная часть города	Новое стр-во	Расчетный срок
Учреждения здравоохранения						
7.	Федеральное государственное учреждение здравоохранения "Медико-санитарная часть № 33 Федерального медико-биологического агентства" (ФГБУЗ МСЧ №33 ФМБА России)	пос/см	703	ул.Космонавтов, 18	Расширение сущ. здания	Расчетный срок
		вызов на чел./год	11176			
7а	Молочная кухня	объект	1	ул.Космонавтов, 18	Реконструкция сущ. здания	Расчетный срок
Спортивные объекты						
8.	Бассейн	м ² зеркала воды	322	Северная часть города	Построен	Перспективное развитие
9.	Спортивный комплекс с бассейном	Зрительские места	1514	мкр. Северный	Новое стр-во	I очередь
Учреждения культуры и искусства						
10.	Дом культуры с библиотекой	зрительские места	540	Участок №1	Новое стр-во	Расч. срок
		объект	1			
Предприятия торговли, общественного питания, бытового и коммунального обслуживания						
11.	Торговый центр					
	Магазины продовольственных и непродовольственных товаров	м ² торг. пл.	560	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь
	Мастерская бытового обслуживания	раб. мест	3			
	Отделение связи	объект	1			
	Отделение банка, операционная касса	объект	1			
12.	Магазин продовольственных и непродовольственных товаров	м ² торг. пл.	521	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
13.	Мастерская бытового обслуживания	раб. мест	2	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
13а	Отделение связи	объект	1	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
	Отделение банка, операционная касса	объект	1	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
13б	Пожарное депо	маш./мест	2	северная часть города Нововоронеж	Новое стр-во	I очередь
Культовые объекты						
14	Храм	объект	1	ул.Лесная	Новое стр-во	I очередь

В материалах генерального плана на территории планируемого индустриального парка "Нововоронежский" указаны зоны размещения объектов промышленности различных классов санитарной опасности, в зависимости от возможного негативного влияния на окружающую среду с учетом ориентировочных санитарно-защитных зон.

Таблица 1.2.4

Планируемые для размещения объекты промышленного, агропромышленного комплекса и малого бизнеса

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
1	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов V класса опасности	га	8,5	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
2	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов IV класса опасности	га	2,9	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
3	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов III класса опасности	га	34	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
4	Размещение промышленных объектов V класса опасности	га	27,6	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			6,1	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		
5	Размещение промышленных объектов IV класса опасности	га	18,7	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			23,1	Территория расширения		

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
				промышленной зоны "Восточная"		
6	Размещение промышленных объектов III класса опасности	га	9	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			25,5	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		
7	Размещение промышленных объектов II класса опасности	га	35,4	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
8	Размещение промышленных объектов I класса опасности	га	14,4	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
9	Размещение коммунально-складских объектов	га	13	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			7,2	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		

Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

В материалах генерального плана городского округа г. Нововоронеж приведен расчет тепловых потоков на жилищные и коммунальные нужды, произведенный по укрупненным показателям согласно СП 124.13330.2010 и частично по аналогам типовых проектов, а также по Методике МДК 4-05-2004 г. (табл.1.3.1)

Таблица 1.3.1

№ п/п	Наименование	Жилищный фонд, тыс. м ²	Насел. чел.	Расход тепла в МВт / Гкал / ч				Годовой расход тепла, Гкал	Примечание
				Отопление	Вентиляция	Горячее Водоснабжение	Всего		
1	г.о.г Нововоронеж (Существующий жилищный фонд)	1020,9	31721	<u>96,552</u> 83,020		<u>15,620</u> 13,430	<u>122,17</u> 96,45	230052	42842 - гвс
2	г.о.г Нововоронеж (I очередь стр. 2015-2025)	361,6	31761	<u>14,464</u> 12,436		<u>5,532</u> 4,757	<u>19,996</u> 17,194	43219	15175- гвс
3	г.о.г Нововоронеж (Расчетный срок 2025-2029)	289	35144	<u>11,560</u> 9,940		<u>4,421</u> 3,802	<u>15,981</u> 13,742	34543	12128 - гвс
4	Объекты соц. назначения г.о.г Нововоронеж			<u>4,225</u> 3,633	<u>5,140</u> 4,420	<u>2,752</u> 2,367	<u>12,117</u> 10,42	25710	7550- гвс
	ИТОГО	1610,2	35144	<u>126,801</u> 109,029	<u>5,14</u> 4,42	<u>28,325</u> 24,356	<u>170,264</u> 137,806	333524	77695

По данным ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», предоставленным на дату актуализации, суммарная нагрузка потребителей на источники теплоснабжения составляет 131,832 Гкал/ч – теплоноситель вода и 0,546 Гкал/ч – теплоноситель пар. Перечень потребителей, подключенных к централизованным системам теплоснабжения г. Нововоронеж приведен в приложении 3.

В соответствии с запрошенными техническими условиями на подключение к системе теплоснабжения в 2023-2027 годах планируется подключить 9 объектов общей нагрузкой 8,098 Гкал/ч. Перечень объектов, планируемых к подключению к системам теплоснабжения в 2023-2027 годах, приведен в табл.1.3.2.

Перечень объектов, планируемых к подключению в 2023-2027 г.

№ п/п	Адрес	Объект	Планируемая нагрузка, Гкал/час					Планируемый срок подключения	Источник теплоснабжения (адрес)	Прим.
			Отопление	ГВС _{max}	Вентиляция	Технология	потери			
1	ул. Космонавтов, 24	комплекс МКЖД (скции 5-8 и парковка) в части секций 6-8 и парковки	0,570	0,604	-	-	-	2025	Заводской пр-д, 1	Получены ТУ, заключен договор на подключение
2	ул. 141 Стрелковой дивизии, д. 4а, 4в, 4д	Многоэтажная жилая застройка (стр. поз. 5в, 5г, 5д)	2,151	0,156	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	
3	ул. Коммунальная, р-н ЦТП ТНС НВ АЭС	Группа многоквартирных жилых домов со встроенными нежилыми помещениями. Жилая застройка «Горки»	0,205	0,09	0,074	-	-	2024	Воронежское шоссе, 9	
4	ул. 141 Стрелковой дивизии, д. 6	Группа жилых домов	1,9	0,93	0,02	-	-	2025	Воронежское шоссе, 9	
5	Аленовская, 48, 48А	многоквартирный жилой дом (стр. поз. 54, 58)	0,473	0,529	-	-	-	2026	Воронежское шоссе, 9	
6	ул. Вокзальная, 6	Магазин товаров первой необходимости	0,025	-	0,034	-	0,001	2023	Заводской пр-д, 1	Получены ТУ
7	ш. Воронежское, 11	Реконструкция производственного комплекса Склад № 3	0,063	-	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	
8	промышленная зона Восточная, д.4	Здание АБК, теплохолодный склад	0,24	-	-	-	-	2023	Заводской пр-д, 1	
9	ул. Аленовская, д. 13	Магазин непродовольственных товаров	0,033	-	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	

*Систему горячего водоснабжения (теплопотребления) объектов планируется подключить по закрытой схеме.

**Данные приведены по имеющимся в РСО заявлениям на подключение к системе теплоснабжения, получение технических условий, в отношении которых не прекращены обязательства РСО и не истек срок действия.

Прогнозы приростов перспективных нагрузок тепловой энергии на каждом этапе и по зонам действия источников тепловой энергии представлены в таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.3

№ п/п	Наименование источника	Прирост перспективных нагрузок, Гкал/ч				
		2023	2024	2025	2026	2027
1	Зона котельной (Воронежское шоссе, 9), в т.ч.	2,3179	0,3199	2,3427	0,7135	-
	Отопление, вентиляция	2,247	0,279	1,92	0,473	-
	ГВС ср	0,0709	0,0409	0,4227	0,2405	-
2	Зона котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода, в т.ч.	0,3		0,8445		-
	Отопление, вентиляция	0,3		0,57		-
	ГВС ср			0,2745		-
3	Зона котельных № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар	0	0	0	0	-
	ИТОГО	2,6179	0,3199	3,1873	0,7135	-

Суммарные значения нагрузок потребителей по годам реализации Схемы теплоснабжения приведены в табл. 1.3.4.

Таблица 1.3.4

№ п/п	Наименование источника	Существующая нагрузка на момент актуализации, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на перспективный период, Гкал/ч						
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Зона котельной (Воронежское шоссе, 9), в т.ч.	46,313	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
	Отопление, вентиляция	38,272	40,519	40,798	42,718	43,191	43,191	43,191	43,191
	ГВС ср	8,041	8,1119	8,1528	8,5755	8,816	8,816	8,816	8,816
2	Зона котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода, в т.ч.	85,519	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
	Отопление, вентиляция	71,685	71,985	71,985	72,555	72,555	72,555	72,555	72,555
	ГВС ср	13,835	13,835	13,835	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11
3	Зона котельных № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар, в т.ч.	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
	Отопление	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
	ИТОГО (в т.ч.):	132,378	135	135,32	138,5	139,22	139,22	139,22	139,22
	теплоноситель - вода	131,832	134,45	134,77	137,96	138,67	138,67	138,67	138,67
	теплоноситель - пар	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546

Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период не предусматривается.

Решения по проектированию и строительству планируемых для размещения объектов промышленного, агропромышленного комплекса и малого бизнеса, приведенные в табл. 1.2.4 в настоящий момент не принято. Исходные данные для укрупненного расчета теплотребления указанными объектами (количество строений, их назначение, объем зданий) отсутствуют.

Необходимые расчеты нагрузок, годового потребления тепловой энергии, а также решения по подключению к теплогенерирующим источникам будут выполнены в последующей актуализации Схемы теплоснабжения, соответствующей такому решению.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности Источников ТЕПЛОМощности ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОМощности НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Основная часть потребителей городского округа г. Нововоронеж обеспечивается тепловой энергией от централизованных источников теплоснабжения. Одноэтажные и двухэтажные здания индивидуальной застройки имеют автономные газовые источники теплоты.

Эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В городе Нововоронеж действуют две теплоснабжающие организации:

1. Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» (ф-л «АТЭС-Нововоронеж»)

2. АО «Концерн Росэнергоатом», представленная филиалом «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС).

Часть потребителей промзоны с суммарной тепловой нагрузкой 2,60 Гкал/ч обеспечивается теплом от НВ АЭС.

Основная масса потребителей городского округа г. Нововоронеж присоединена к объединенной системе централизованного теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО – Нововоронежского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблоков, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с установленным договором теплоснабжения № 90-2-200-03/19265/360 от 30.12.2022 г.

Структурная схема теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж представлена на рис. 2.1.1.

Зона деятельности ЕТО представлена на рис. 2.1.2.

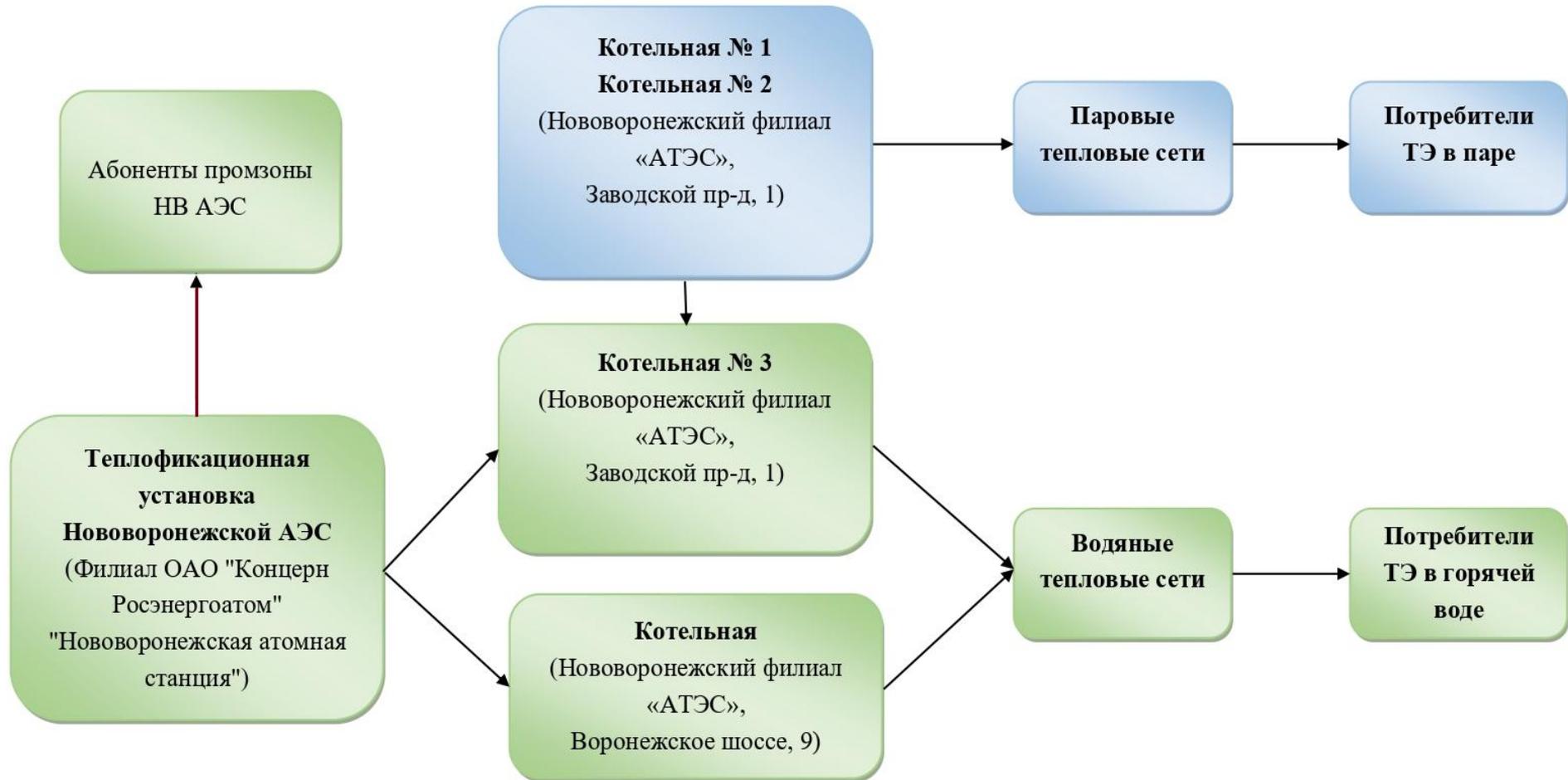


Рисунок 2.1.1. Структурная схема теплоснабжения городского округа г. Новovoroneж.



Рисунок 2.1.2. Зона деятельности ЕТО г. Нововоронежа.

Зоны действия производственных котельных

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.



Рисунок 2.1.2. Зоны действия водогрейных котельных г. Нововоронежа

Паровые котельные ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

На площадке энергоблоков № 1 и 2 НВАЭС-2 действует пуско-резервная котельная. Зона действия котельной ограничена закрытым контуром системы теплоснабжения энергоблоков Нововоронежской АЭС.

В апреле 2022 г. на территории городского округа введено в эксплуатацию предприятие по производству напитков (пиво, квас, лимонад) ООО «НПК «Канцлерь» в существующей промышленной зоне «Восточная». Теплоснабжение данного предприятия осуществляется от

собственного источника теплоснабжения. Подключение данного промышленного объекта к централизованной системе теплоснабжения городского округа отсутствует. Снабжение от источника теплоснабжения ООО «НПК «Канцлер» тепловой энергией сторонних потребителей не предусмотрено. Информация технического характера данного сооружения отсутствует, технические условия на подключение теплоснабжения у ресурсоснабжающих предприятий не запрашивались.

Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Существующие зоны индивидуального теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж согласно Генеральному плану представлены на рисунке 2.2.1. Для обеспечения теплом жилой усадебной застройки в районе улицы Аленовская и района Полубяновка используются автономные источники теплоты. Зона действия индивидуального теплоснабжения на данный момент застроена и расширяется.

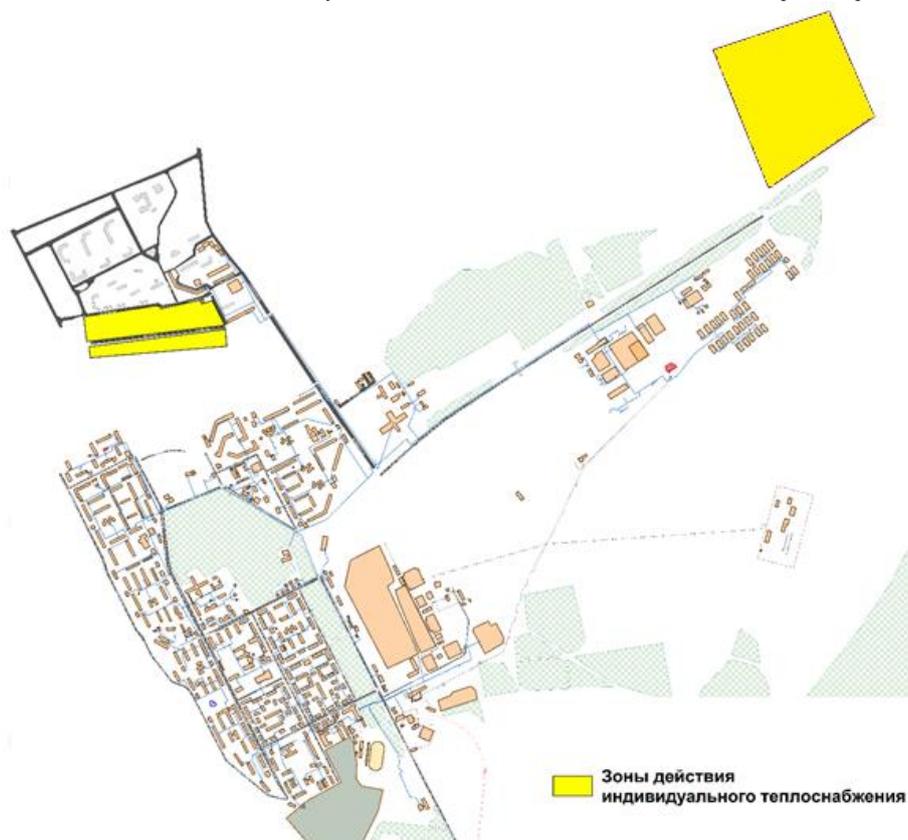


Рисунок 2.2.1. Зоны действия индивидуального теплоснабжения г. Нововоронеж

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Выработка тепловой энергии на Нововоронежской АЭС не является основным видом деятельности. Объем отпуска тепловой энергии ограничен в зависимости от плана выработки электроэнергии согласно «Сводному прогнозируемому балансу производства и поставки электрической энергии в рамках единой энергетической системы России на 2024 год». Возможный отпуск объема тепловой энергии на теплоснабжение г. Нововоронеж составит **в 2024 году составит 189 225,43 Гкал**. Суммарная максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для ООО «АТЭС» с учетом плана выработки электроэнергии составляет **40 Гкал/ч**.

Обеспечение теплом новых объектов капитального строительства предполагается от существующих источников тепловой энергии через существующие магистральные тепловые сети с их реконструкцией и увеличением диаметров.

Балансы существующей тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия централизованных источников тепловой энергии представлены в таблице 2.3.1.1.

Существующие источники тепловой энергии в городе Нововоронеже имеют резерв для обеспечения существующих и перспективных нагрузок потребителей.

Таблица 2.3.1.1

Баланс располагаемой тепловой мощности и максимальной перспективной тепловой нагрузки для определения резерва/дефицита мощности существующих источников теплоснабжения.

Статья баланса \ Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность ТФУ НВАЭС, Гкал/час	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Располагаемая мощность (в отопительный период) ТФУ НВАЭС для сторонних потребителей промзоны и городского округа город Нововоронеж, Гкал/час	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60
Максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для нужд НВФ ООО «АТЭС» с учетом плана выработки электроэнергии, Гкал/час	40									
Максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для сторонних потребителей промзоны по договорам теплоснабжения с учетом плана выработки электроэнергии, Гкал/час				2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Собственные нужды, Гкал/час	2,200	2,200	2,200	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
Потери в магистральных сетях, Гкал/час	3,190	3,190	3,190	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Установленная мощность ТФУ НВАЭС-2, Гкал/час				160	160	160	160	160	160	160
Располагаемая мощность ТФУ НВАЭС-2 для сторонних потребителей городского округа город Нововоронеж, Гкал/час				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность теплообменного оборудования ЦТП, Гкал/ч				0	0	129,000	129,000	129,000	129,000	129,000
Установленная (располагаемая) мощность котельной № 3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в гор. воде, Гкал/ч	60,250									
Собственные нужды, Гкал/ч	0,292	0,668	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную № 3 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	82,297	83,886	85,519	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
Установленная (располагаемая) мощность котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9), в гор. воде, Гкал/ч	84,910									
Собственные нужды, Гкал/ч	0,201	0,469	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9), Гкал/ч	46,526	46,797	46,313	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
Установленная мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	53,500									
Располагаемая мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	48,090									
Собственные нужды, Гкал/ч	0,791	0,979	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725
Тепловая нагрузка, подключенная через котельные № 1-2 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	1,200	0,544	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
Суммарная по единой системе теплоснабжения мощность брутто, Гкал/ч	96,553	94,517	94,031	90,763	90,443	87,256	86,542	86,542	86,542	86,542
Потери в распределительных сетях, Гкал/ч	12,988	19,449	19,494	19,943	18,865	19,312	19,411	19,411	19,411	19,411
Резерв, Гкал/ч	83,565	75,068	74,537	70,820	71,578	67,944	67,131	67,131	67,131	67,131
Резерв, %	35,8	32,2	32,0	30,4	30,7	29,1	28,8	28,8	28,8	28,8

Балансы перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) перспективной располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Существующие источники тепловой энергии в городе Нововоронеже имеют резерв для обеспечения существующих и перспективных нагрузок потребителей: на 2024 г – 30,4%, на расчетный срок– 28,8%. При проведении реконструкции и модернизации источников теплоснабжения изменение установленной мощности оборудования не планируется. Балансы перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки приведены в таблице 2.3.1.1.

Баланс отпуска выработки и покупки тепловой энергии в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж.

Балансы отпуска, выработки и покупки тепловой энергии с делением на зоны действия источников на 2024 год, приведены в таблицах 2.3.3.1 – 2.3.3.3.

Таблица 2.3.3.1

**Баланс отпуска, выработки и покупки тепловой энергии
ООО «АТЭС – Нововоронеж» на 2024 год
(теплоноситель – вода)**

Наименование показателя	Котельная Воронежское шоссе, д.9	Котельные Заводской проезд, д.1	ВСЕГО
Выработка тепловой энергии (в горячей воде), тыс.Гкал	75,53	38,23	113,76
Поставка тепловой энергии от паровой котельной, тыс. Гкал		16,84	16,84
Покупка на АЭС, тыс. Гкал	16,93	172,30	189,23
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	1,18	1,61	2,79
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	91,28	225,76	317,04
Потери в сетях, тыс. Гкал	11,08	33,30	44,38
Полезный отпуск, (реализация), тыс. Гкал	80,20	192,46	272,66

Таблица 2.3.3.2

**Баланс отпуска, выработки и покупки тепловой энергии ООО «АТЭС - Нововоронеж» на 2024 г.
(теплоноситель – пар)**

Наименование показателя	Котельные Заводской проезд, д.1
Выработка тепловой энергии (в паре) , тыс. Гкал	18,92
пар на деаэратор, тыс. Гкал	16,84
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	1,84
Отпуск в сеть сторонним потребителям, тыс. Гкал	0,24
Потери в сетях, тыс. Гкал	0,00
Полезный отпуск сторонним потребителям (реализация), пар, тыс. Гкал	0,24

Таблица 2.3.3.3

**Общий баланс отпуска тепловой энергии в горячей воде и паре по филиалу
АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС» на 2024 год**

№	Наименование показателя	Ед.изм.	2024
1	Производство теплоэнергии, в т.ч.:	Гкал	363 735,10
1.1	НВАЭС	Гкал	307 533,94
1.1.1	пар	Гкал	50 896,04
1.1.2	гор.вода	Гкал	256 637,90
1.2	НВАЭС-2	Гкал	56 201,16
1.2.1	пар	Гкал	0,00
1.2.2	гор.вода	Гкал	56 201,16
2	Расход теплоэнергии на собственные нужды, в т.ч.:	Гкал	134 822,65
2.1	НВАЭС	Гкал	93 388,98
2.1.1	пар	Гкал	45 874,22
2.1.2	гор.вода	Гкал	47 514,76
2.2	НВАЭС-2	Гкал	41 433,67
2.2.1	пар	Гкал	0,00
2.2.2	гор.вода	Гкал	41 433,67
3	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч.:	Гкал	228 912,45
3.1	НВАЭС	Гкал	214 144,96
3.1.1	пар	Гкал	5 021,82
3.1.2	гор.вода	Гкал	209 123,14
3.2	НВАЭС-2	Гкал	14 767,49
3.2.1	пар	Гкал	0,00
3.2.2	гор.вода	Гкал	14 767,49
4	Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды в т.ч.:	Гкал	27 755,27
4.1	НВАЭС	Гкал	15 058,78
4.1.1	пар	Гкал	3 029,97
4.1.2	гор.вода	Гкал	12 028,81
4.2	НВАЭС-2	Гкал	12 696,49
4.2.1	пар	Гкал	0,00
4.2.2	гор.вода	Гкал	12 696,49
5	Полезный отпуск теплоэнергии в т.ч.:	Гкал	201 157,18
5.1	НВАЭС	Гкал	199 086,18
5.1.1	пар	Гкал	1 991,85
5.1.2	гор.вода	Гкал	197 094,33
5.2	НВАЭС-2	Гкал	2 071,00
5.2.1	пар	Гкал	0,00
5.2.2	гор.вода	Гкал	2 071,00

Ориентировочные балансы отпуска, выработки и покупки тепловой энергии в единой системе централизованного теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж на перспективный период приведены в таблице 2.3.3.4. На объем выработки тепловой энергии от газа котельными ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» существенно влияет объем поставки тепловой энергии от источника с комбинированной

выработкой тепловой энергии и электричества (ТФУ НВ АЭС) и может меняться в зависимости от плана выработки электроэнергии.

Таблица 2.3.3.4

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Выработка тепловой энергии (от газа), тыс. Гкал	161,29	132,68	140,30	142,65	142,65	142,65	142,65
в горячей воде	141,82	113,76	122,71	124,94	124,94	124,94	124,94
в паре	19,47	18,92	17,58	17,71	17,71	17,71	17,71
пар на деаэратор, тыс. Гкал	17,52	16,84	17,34	17,47	17,47	17,47	17,47
Покупка на АЭС, тыс. Гкал	172,8	189,23	189,23	189,23	189,23	189,23	189,23
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	5,19	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63
в горячей воде	3,48	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
в паре	1,71	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	328,90	317,28	326,74	329,09	329,09	329,09	329,09
в горячей воде	328,66	317,04	326,50	328,85	328,85	328,85	328,85
в паре	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Потери в сетях, тыс. Гкал	48,75	44,38	45,70	46,03	46,03	46,03	46,03
в горячей воде	48,75	44,38	45,70	46,03	46,03	46,03	46,03
в паре	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск, (реализация), тыс. Гкал	275,74	272,90	281,03	283,06	283,06	283,06	283,06
в горячей воде	275,48	272,66	280,79	282,82	282,82	282,82	282,82
в паре	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии

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».

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;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Целью расчета радиусов эффективного теплоснабжения является установление целесообразности или нецелесообразности трансформации систем теплоснабжения. Целевым параметром является совокупный расход в системе теплоснабжения на единицу мощности, определяемый в зоне действия каждого источника теплоснабжения

Все источники тепловой энергии городского округа город Нововоронеж имеют резерв по мощности на весь период действия разработанной Схемы теплоснабжения.

По причине объединения системы теплоснабжения, с выделением базового источника тепловой энергии – ТФУ НВ ЭС, расчет радиуса эффективного теплоснабжения аннулирован. Во всех случаях приоритетным является использование теплоты, вырабатываемой на теплофикационных установках НВ АЭС.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Водоподготовка для нужд ГВС осуществляется на источниках теплоснабжения – водогрейных и паровых котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 1.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и подачей воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Распределение средних нагрузок на нужды ГВС по зонам действия источников теплоснабжения на перспективный период приведено в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Источник теплоснабжения (адрес)	Нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч		
	по открытой схеме	по закрытой схеме	Итого
<i>На момент актуализации</i>			
Заводской пр-д, 1	12,592	1,243	13,835
Воронежское шоссе, 9	5,402	2,639	8,041
2023 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,847	14,448
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,815	9,266
2024 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,847	14,448
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,815	9,266
2025 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,518	14,110
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,174	8,576

2026-2029 год			
Заводской пр-д, 1	12,592	1,518	14,110
Воронежское шоссе, 9	5,402	3,414	8,816

Планируемый годовой баланс отпуска в сеть теплоносителя на нужды ГВС в 2024г приведен в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Отпуск в сеть, тыс.куб.м	Нормативные потери, тыс.куб.м	Полезный отпуск ГВС потребителям (реализация), тыс.куб.м
Воронежское шоссе, 9		
141,15	36,46	104,69
Заводской проезд, 1		
667,37	71,58	595,79
Итого		
808,52	108,04	700,48

Планируемый режим работы сетей: с 12.05.24-15.09.20 отпуск ресурсов будет прекращен в связи с перекладкой Ду500.

Расчет перспективных балансов производительности ВПУ выполнен в соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 278 и Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 325.

Существующий и перспективный расчетный баланс производительности водоподготовительных установок в системе централизованного теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приведен в таблице 3.1.3.

В соответствии с расчетом в системах теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» наблюдается дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС, который при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Параметр	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026-2029
Котельная (Воронежское шоссе, 9)					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м3	2 234,02	2 234,02	2 234,02	2 234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	203,66	203,66	203,66	203,66
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	198,07	198,07	198,07	198,07
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-67,16	-67,16	-67,16	-67,16
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1932,8	1932,8	1932,8	1932,8
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м3	3 079,85	3 079,85	3 124,91	3 124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	469,41	469,41	469,41	469,52
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	461,71	461,71	461,71	461,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-109,41	-109,41	-109,41	-109,52
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1590,6	1590,6	1590,6	1590,5

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Согласно пункту 6.22 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В системе теплоснабжения г. Нововоронеж аварийная подпитка осуществляется химически обработанной не деаэрированной водой. Баланс производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения на момент актуализации и в ретроспективный период представлен в табл. 3.2.1.

В соответствии с расчетом в системах теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» наблюдается дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС, который при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

Параметр	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026-2029
Котельная (Воронежское шоссе, 9)					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м3	2234,02	2 234,02	2 234,02	2 234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	203,66	203,66	203,66	203,66
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	198,07	198,07	198,07	198,07
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	44,6804	44,6804	44,6804	44,6804
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-111,84	-111,84	-111,84	-111,84
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1888,2	1888,2	1888,2	1888,2
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м3	3079,85	3 079,85	3 079,85	3 124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	469,41	469,41	469,41	469,52
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	461,71	461,71	461,71	461,71
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	61,597	61,597	61,597	62,4982
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-171,00	-171,00	-171,00	-172,02
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1529,0	1529,0	1529,0	1528,0

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Описание сценариев развития теплоснабжения городского округа

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблока, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с установленным договором теплоснабжения от 30.12.2022г. № 90-2-200-03/19265/360.

Догрев прямой сетевой воды до нормативной температуры в зависимости от температуры наружного воздуха производится в водогрейных котлах котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

Существующие источники тепловой энергии в г. Нововоронеже имеют резерв для обеспечения перспективных нагрузок потребителей (табл. 1.3.3, 2.3.1.1)

Подключение к действующим городским сетям теплоснабжения новостроящихся жилых домов и объектов соцкультбыта, расположенных в Северном микрорайоне г. Нововоронежа, предусмотрено проектом застройки Северного микрорайона в существующих тепловых камерах, с заменой трубопроводов на участках теплосети от ТК-15 до ТК-22 с Ду 200 мм на Ду 300 мм (исполнено). Проектом застройки предусмотрена тупиковая схема теплоснабжения. Основная теплосеть предусмотрена диаметром Ду 300 мм, диаметры распределительных теплосетей по потребителям приняты согласно гидравлическому расчету в соответствии с проектом застройки Северного микрорайона.

Для обеспечения качественного теплоснабжения следует предусмотреть предлагаемые ниже мероприятия:

- увеличить располагаемый напор на источниках теплоснабжения на 20 м в.ст. (замена насосного оборудования на более мощное не требуется);
- рассмотреть возможность изменения температурного графика отпуска тепловой энергии от водогрейных котельных на повышенный относительно 110/70°C при приведении технического состояния систем теплоснабжения в соответствие с требованиями по эксплуатации;
- в случае проведения реконструкции магистральных участков тепловых сетей предусмотреть замену на трубопроводы с большим диаметром;
- после выполнения любого из предложенных мероприятий необходимо проведение наладочно-регулирующих работ.

Все новые объекты капитального строительства предполагается подключать к существующей централизованной системе теплоснабжения по закрытой схеме ГВС с установкой пластинчатых теплообменников в ИТП зданий.

Поскольку данный вариант полностью соответствует перспективе развития городского округа, рассмотрение иных вариантов развития системы теплоснабжения г. Нововоронеж нецелесообразно.

Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения городского округа

Ввиду отсутствия разных вариантов перспективного развития систем теплоснабжения города, обоснование выбора приоритетного варианта развития не требуется.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии

Жилищное строительство на территории городского округа город Нововоронеж предусматривается производиться в существующих границах городского округа. Обеспечение теплом строящихся зданий предполагается от существующих источников тепловой энергии через существующие магистральные тепловые сети с их реконструкцией и увеличением диаметра трубопроводов.

Предложений по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии нет.

Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии

На энергоблоке №4 с реактором ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС в декабре 2017 года стартовали плановые масштабные работы по модернизации: осуществлён новый проект по продлению срока эксплуатации еще на 15 лет (до 2032 г.)

18 сентября 2011 г. после масштабной модернизации, испытания вновь смонтированных систем и оборудования, первый в России энергоблок-миллионник с реактором ВВЭР снова введен в эксплуатацию. Был выполнен беспрецедентный объем основных работ, в результате энергоблок № 5 НВАЭС полностью соответствует современным российским стандартам безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, а дополнительный срок его эксплуатации увеличился на 26 лет.

31.10.2019 Приказом № 9/1541-П был введен в эксплуатацию объект капитального строительства «Нововоронежская АЭС-2» с энергоблоками № 1 и № 2.

Другие мероприятия и решения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не планируются.

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности и надежности работы систем теплоснабжения

В процессе эксплуатации систем теплоснабжения г. Нововоронеж на источниках теплоснабжения городского округа проводятся плановые ремонты оборудования с целью повышения надежности работы.

Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности на момент актуализации не планируются.

В программах по техническому перевооружению источников тепловой энергии необходимо соблюдать критерии надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом климатических условий (таблица 5.3.1) согласно Приложению № 3 «Правил оценки готовности к отопительному периоду», утвержденных приказом Минэнерго России от 12.03.2013 № 103, и статье 20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении").

Таблица № 5.3.1.

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа

В соответствии с п. 3 ст. 23 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 01.04.2020) "О теплоснабжении" должны быть предусмотрены меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

В связи с тем, что теплоснабжение г. Нововоронеж осуществляется от нескольких источников, одним из которых является источник с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС», остальные котельные работают в резервно-пиковом режиме для подогрева теплоносителя до требуемой температуры в зависимости от температуры наружного воздуха. Поэтому переоборудование этих котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не планируется.

Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

Централизованное теплоснабжение потребителей городского округа г. Нововоронеж осуществляется от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» – котельная (Воронежское шоссе, 9), котельная № 3 (Заводской проезд, 1), работающих в пиковом режиме отпуска теплоты.

Дополнительных мероприятий по переводу котельных в пиковый режим работы не предусмотрено.

Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1;
- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9.

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблоков, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с температурными графиками, приведенными ниже:

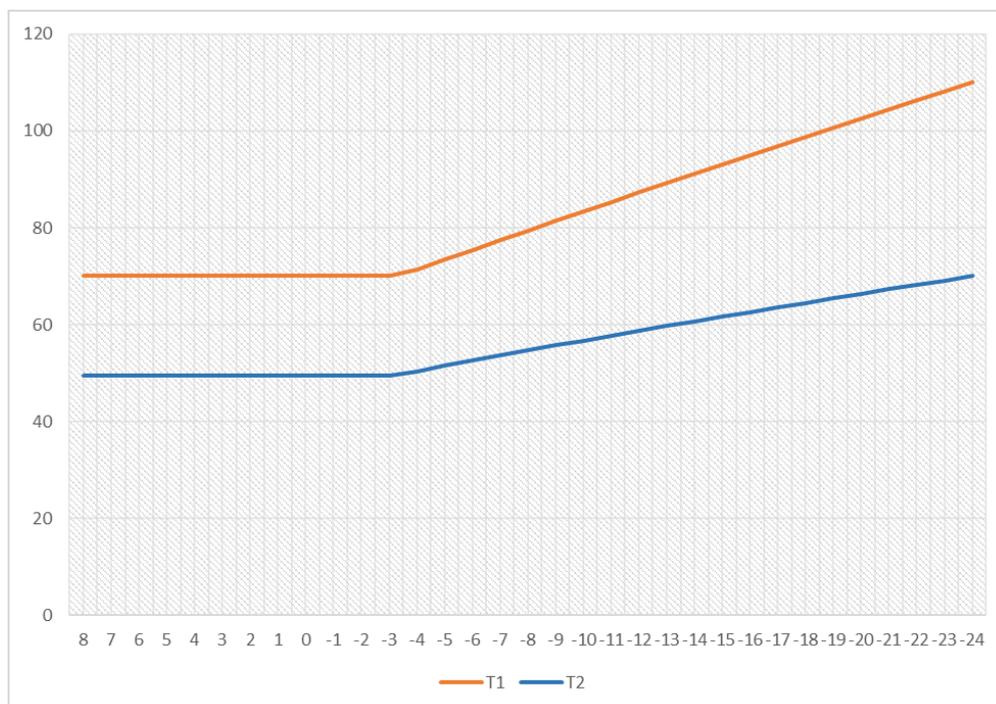


Рис. 5.6.1 Температурный график отпуска тепловой энергии от ТФУ НВАЭС, ТФУ НВАЭС-2

Таблица 5.6.1

Температурный график отпуска тепловой энергии от ТФУ НВАЭС, ТФУ НВАЭС-2

tn	T1	T2	Доля нагрузки, %
8	70,00	49,40	50
7	70,00	49,40	50
6	70,00	49,40	50
5	70,00	49,40	50
4	70,00	49,40	50
3	70,00	49,40	50
2	70,00	49,40	50
1	70,00	49,40	50
0	70,00	49,40	50
-1	70,00	49,40	50
-2	70,00	49,40	50
-3	70,00	49,40	50
-4	71,40	50,40	52
-5	73,40	51,50	55
-6	75,40	52,60	57
-7	77,40	53,60	60
-8	79,40	54,70	62
-9	81,40	55,70	64
-10	83,40	56,70	67
-11	85,30	57,70	69
-12	87,30	58,70	71
-13	89,20	59,70	74
-14	91,20	60,70	76
-15	93,10	61,70	79
-16	95,00	62,60	81
-17	96,90	63,60	83
-18	98,80	64,50	86
-19	100,70	65,40	88
-20	102,60	66,40	90
-21	104,40	67,30	93
-22	106,30	68,20	95
-23	108,10	69,10	98
-24	110,00	70,00	100

T1 – температура сетевой воды в прямом трубопроводе тепловой сети;

T2 – температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловой сети;

tn – нормативная температура наружного воздуха.

Водогрейные котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» работают в пиковом режиме для догрева теплоносителя (горячая вода) до требуемой температуры согласно приведенному ниже утвержденному температурному графику, а также в периоды плановых и внеплановых отключений энергоблока.

Температурный график для теплосети внешних (сторонних) потребителей от котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»

tн	T1150	T270	T395	T3105	T265	T385
8	70,0	45,0	52,8	56,0	43,1	49,4
7	70,0	44,4	52,4	55,7	42,4	48,9
6	70,0	43,8	52,0	55,4	41,8	48,4
5	70,0	43,2	51,6	55,0	41,2	48,0
4	70,0	42,6	51,2	54,7	40,6	47,5
3	70,0	42,0	50,8	54,0	40,0	47,0
2	71,3	42,2	51,3	55,3	40,3	47,1
1	74,2	43,3	53,0	57,2	40,8	48,9
0	77,2	44,4	54,7	59,2	41,8	50,0
-1	80,1	45,5	56,3	61,1	42,8	51,4
-2	83,0	46,6	58,0	62,9	43,8	52,9
-3	85,9	47,7	59,7	64,8	44,8	54,5
-4	88,8	48,8	61,3	66,7	45,7	55,7
-5	91,7	49,9	62,9	68,5	46,7	57,2
-6	94,5	50,9	64,5	70,3	47,6	58,6
-7	97,4	51,9	66,1	72,2	48,6	59,9
-8	100,2	53,0	67,7	74,0	49,5	61,3
-9	103,1	54,0	69,3	75,4	50,4	62,7
-10	105,9	55,0	70,9	77,5	51,3	64,1
-11	108,7	56,0	72,4	79,3	52,2	65,4
-12	111,5	57,0	74,0	81,1	53,1	66,8
-13	114,3	57,9	75,5	82,8	54,0	68,1
-14	117,1	58,9	77,1	84,6	54,3	69,5
-15	119,9	59,9	78,6	86,3	55,8	70,3
-16	122,6	60,8	80,1	88,1	56,6	72,1
-17	125,4	61,8	81,7	89,8	57,5	73,4
-18	128,2	62,7	83,2	91,5	58,4	74,7
-19	130,9	63,6	84,7	93,2	59,2	76,0
-20	133,7	64,6	86,2	94,9	60,1	77,3
-21	136,4	65,5	87,6	96,6	60,9	78,6
-22	139,1	66,4	89,1	98,3	61,7	79,9
-23	141,9	67,3	90,6	100,0	62,6	81,2
-24	144,6	68,2	92,1	101,7	63,4	82,5
-25	147,3	69,1	93,5	103,3	64,2	83,7
-26	150,0	70,0	95,0	105,0	65,0	85,0

tн – температура наружного воздуха;

T1₁₅₀ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе;

T2₇₀, T2₆₅ – температура сетевой воды в обратном трубопроводе;

T3₉₅, T3₁₀₅, T3₈₅ – температура сетевой воды после элеватора.

График совместной работы базового и пиковых источников тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Нововоронеж приведен в таблице 5.6.3.

Таблица 5.6.3.

t _{н,в.в.} , °C	t ₁ базового источника, °C	t ₁ пиковых источников, °C	t ₂ , °C
8	70,00	70,0	45,0
7	70,00	70,0	44,4
6	70,00	70,0	43,8
5	70,00	70,0	43,2
4	70,00	70,0	42,6
3	70,00	70,0	42,0
2	70,00	71,3	42,2
1	70,00	74,2	43,3
0	70,00	77,2	44,4
-1	70,00	80,1	45,5
-2	70,00	83,0	46,6
-3	70,00	85,9	47,7
-4	71,40	88,8	48,8
-5	73,40	91,7	49,9
-6	75,40	94,5	50,9
-7	77,40	97,4	51,9
-8	79,40	100,2	53,0
-9	81,40	103,1	54,0
-10	83,40	105,9	55,0
-11	85,30	108,7	56,0
-12	87,30	111,5	57,0
-13	89,20	114,3	57,9
-14	91,20	117,1	58,9
-15	93,10	119,9	59,9
-16	95,00	122,6	60,8
-17	96,90	125,4	61,8
-18	98,80	128,2	62,7
-19	100,70	130,9	63,6
-20	102,60	133,7	64,6
-21	104,40	136,4	65,5
-22	106,30	139,1	66,4
-23	108,10	141,9	67,3
-24	110,00	144,6	68,2
-25	110,00	147,3	69,1
-26	110,00	150,0	70,0

Фактически с 2011–2012 гг. теплоснабжение осуществляется со срезкой температурного графика на уровне 110 °С, что обусловлено отсутствием или неисправностью регуляторов температуры в тепловых пунктах зданий.

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии

Существующие источники тепловой энергии в городе Нововоронеже имеют резерв для обеспечения существующих и перспективных нагрузок потребителей порядка 28,8% (на расчетный срок). При проведении реконструкции и модернизации источников теплоснабжения изменение установленной мощности оборудования не планируется.

Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.

В городском округе г. Нововоронеж нет источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива. Предложения по вводу новых таких источников отсутствуют.

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

Тепловые сети г. Нововоронежа преимущественно являются собственностью АО «Концерн Росэнергоатом НВ АЭС» и на данный момент эксплуатируются ф-лом «АТЭС-Нововоронеж» на правах долгосрочной аренды. Система теплоснабжения преимущественно открытая, тепловые сети двухтрубные, преимущественный тип прокладки тепловых сетей – подземная канальная.

Трубопроводы тепловой сети начали прокладываться с 1959 года, основная часть участков теплосетей введена в эксплуатацию с 60-х по 80-е годы, поэтому значительная доля сетей изношена и нуждается в реконструкции или капитальном ремонте.

Общая протяженность водяных тепловых сетей городского округа г. Нововоронеж, находящихся в ведении ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», составляет – 39,6 км (в двухтрубном исчислении).

Сводная информация о тепловых сетях в разрезе источников теплоснабжения представлена в таблице 6.1. Сведения о тепловых сетях промышленных предприятий отсутствуют.

Таблица 6.1

№ п/п	Источник теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей (2-трубн.), м.	Средневзвешенный по материальной характеристике срок службы, лет	Доля ветхих сетей, %	Материальная хар-ка, м*м	Средний % износа
1	Котельная, Воронежское шоссе, 9	15 628,55	30	48	10 405,27	70,8
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1	24 006,22	33	93	9 390,92	73,7
	ИТОГО	39 634,77	31,8	76	19 796,19	72,2

Общая схема тепловых сетей г. Нововоронежа представлена на рисунке 6.1 и в приложении 1.

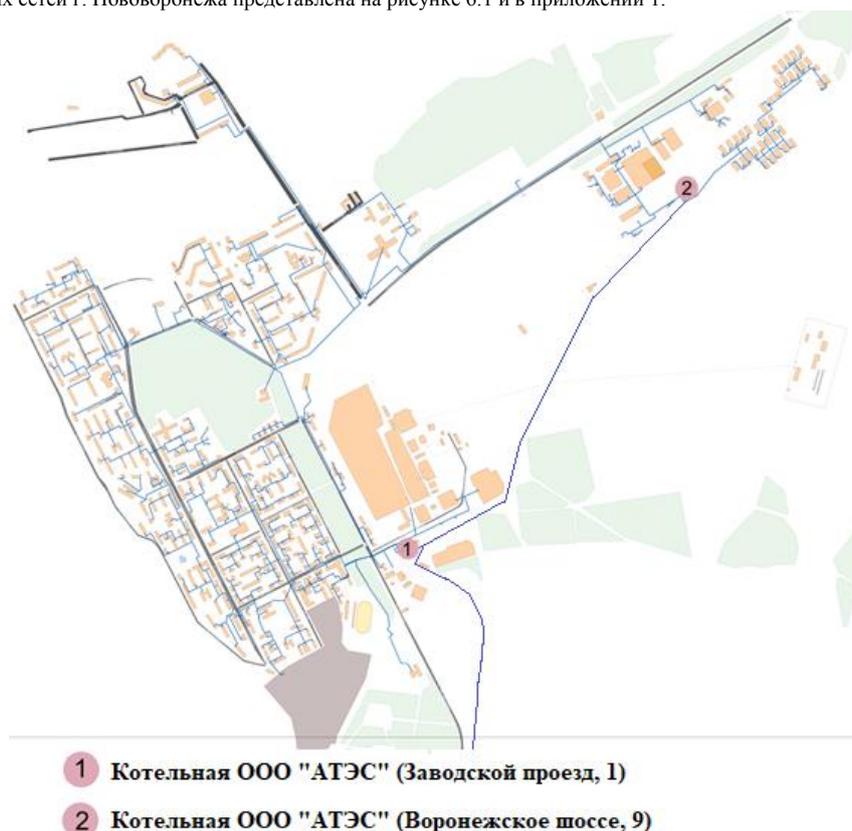


Рисунок 6.1. Общая схема тепловых сетей г. Нововоронежа.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет явления самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов. Изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты. С целью защиты основного слоя изоляции от влаги наружный слой выполнен из рубероида.

Ряд участков тепловых сетей, реконструированных за несколько лет, предшествующих текущему, выполнены предизолированными трубами в заводской теплоизоляции из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

Природно-климатические условия города соответствуют зоне умеренного климата, инженерно-геологические условия в целом благоприятны для строительства, так как геологический разрез представляет собой послынное размещение песков, супесей и суглинков. Степень коррозионной агрессивности грунтов на глубине 2,0 м – низкая. Нормативная глубина промерзания грунтов для территории – 1,64 м. Следовательно, опасные и неблагоприятные физико-геологические процессы, отрицательно влияющие на строительство и эксплуатацию тепловых сетей, а также специфические грунты на территории отсутствуют.

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

Перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не планируется.

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную застройку во вновь осваиваемых районах планируется при застройке Северного микрорайона.

Подключение к действующим городским сетям теплоснабжения жилых домов и объектов соцкультбыта, расположенных в Северном микрорайоне г. Нововоронежа, предусмотрено проектом застройки Северного микрорайона в существующих тепловых камерах. Проектом застройки предусмотрена тупиковая схема теплоснабжения. У каждого потребителя предусматривается ИТП, предназначенные для подключения систем отопления и для приготовления горячей воды. Систему горячего водоснабжения (теплопотребления) объектов планируется подключать по закрытой схеме.

Гидравлический расчет тепловых сетей при существующих нагрузках показал, что при температурном графике отпуска тепловой энергии 150/70°C со срезкой на 110°C участки магистральных трубопроводов (от котельной (Воронежское ш., 9) до ТК-10 диаметром Ду 500 мм; от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до ТК-3 диаметром Ду 500 мм и от ТК-6 до ТК 9 диаметром Ду 250-300 мм) имеют недостаточную пропускную способность для передачи тепловой энергии до потребителей без нарушений требуемых параметров теплоносителя (разд. 1.3.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Гидравлический расчет тепловых сетей с учетом перспективных нагрузок показал, что при температурном графике отпуска тепловой энергии 150/70°C магистральные тепловые сети работают в оптимальном режиме, необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей обеспечиваются, но запаса пропускной способности магистральных трубопроводов нет (разд. 8.6 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Следовательно, в случае принятия решения о переходе на пониженный график отпуска тепловой энергии (130/70°C, 110/70°C) необходимо предпринимать дополнительные мероприятия, такие как:

- реконструкция части участков тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения достаточной пропускной;
- внесение изменений в параметры насосного оборудования;

- проведение режимно-наладочных работ на тепловых сетях и ИТП потребителей, обеспечивающих равномерное распределение тепла по потребителям необходимо в любом случае, независимо от принятого решения по графику отпуска тепловой энергии.

При перекладке участков магистральной сети от котельной (Воронежское шоссе, 9) до ТК-34А с Ду 500 мм на Ду 600 мм и организации перепада давлений на источнике теплоты 7,6/2,3 кгс/см² (замена насосного оборудования на более мощное не требуется) обеспечиваются необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей при температурном графике 130/70°C.

При работе водогрейной котельной № 3 (Заводской проезд, 1) по температурному графику 130/70°C обеспечиваются необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей с учетом перекладки головного участка тепловой сети от источника с Ду 500 мм на Ду 600 мм.

Перечень участков тепловых сетей, подлежащих реконструкции с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки при работе источников по температурному графику 130/70°C приведен в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1

№ п/п	Наименование участка (источник)	Диаметр Ду, мм		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м
		факт	план	
1	Котельная – ТК-34А (Воронежское шоссе, 9)	500	600	3046,1
2	котельная № 3 –ТК-3 (Заводской пр-д, 1)	500	600	203,6

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В существующей схеме теплоснабжения имеется возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии. Строительство новых тепловых сетей, обеспечивающих поставки тепловой энергии от разных источников тепловой энергии, не планируется.

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

Строительство тепловых сетей для обеспечения повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не предполагается. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием срока службы.

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с окончанием срока службы.

Основные проблемы в организации надежного и качественного теплоснабжения сводятся к техническим причинам, приводящим к снижению качества теплоснабжения потребителей и увеличению затрат по топливно-энергетическим ресурсам:

1. Высокий износ участков тепловых сетей;
2. Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции и кровного слоя тепловых сетей.

Реконструкция участков тепловых сетей производится по мере производственной необходимости. На момент актуализации Схемы теплоснабжения доля ветхих сетей в целом по системе теплоснабжения округа составляет 76%.

Объемы необходимых работ по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и ориентировочная стоимость мероприятий в ценах 2023 г. в разрезе каждого источника представлены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1.

Объемы необходимых работ по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование проекта / мероприятия	Диаметр Ду, м		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Ориентировочная стоимость с НДС, тыс. руб.	Зона действия источника теплоснабжения	Сроки выполнения работ
		факт	план				
1	Участок магистральной тепловой сети Ду 200-300 от ТК-29 до ТК-4, от ТК-4 до ТК-51 с заменой трубопроводов Инв. № 31306	200-300	200-300	2 881	245 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2023 – 15.09.2023
	ИТОГО за 2023 г.				245 000		
2	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 с заменой трубопроводов Инв. № 31311	500	500	3046	375 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2024 – 15.09.2024
	ИТОГО за 2024 г.				375 000		
3.1	Участок магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной до УЗ-3-1 с заменой трубопроводов.	500	500	137	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2025 – 15.09.2025
3.2	Участок магистральной тепловой сети Ду 300 от ТК-15 до ТК-21 с заменой трубопроводов	300	300	460	52 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	
3.3	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	150	150	1 018	75 000		
	ИТОГО за 2025 г.				163 000		
4	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	150	150	3 456	253 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2026 – 15.09.2026
	ИТОГО за 2026 г.				253 000		
5.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	125	125	779	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2027 – 15.09.2027
5.2		100	100	3 550	141 000		
	ИТОГО за 2027 г.				177 000		
6.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	70	70	3 032	98 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2028 – 15.09.2028
6.2		50	50	1 541	49 000		
	ИТОГО за 2028 г.				147 000		
7.1	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	125	125	717	33 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2029 – 15.09.2029
7.2		100	100	712	28 000		
7.3		80	80	133	5 000		
7.4		70	70	71	2 000		
	ИТОГО за 2029 г.				68 000		
	ВСЕГО за период 2022-2029 гг.			21 691	1 428 000		

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

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 3 настоящей Схемы теплоснабжения).

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и подачи воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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 поселения, городского округа

В настоящий момент в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии городского округа г. Нововоронеж используется природный газ.

На изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода напрямую влияет изменение тепловых нагрузок потребителей. Изменение которых, в свою очередь, зависит от совокупности нескольких факторов: удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию, удельные расходы тепловой энергии на горячее водоснабжение, величины и соотношение нагрузок отопления(вентиляции) и горячего водоснабжения. Вследствие неравномерности изменения вышеперечисленных факторов изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода для разных источников тепловой энергии источникам носит неодинаковый характер.

Результаты расчетов расходов топлива, расходуемого на выработку тепловой энергии для теплоснабжения города для каждого источника тепловой энергии на 2024 год представлены в таблице 8.1.1.

Объем покупаемой тепловой энергии от источника с комбинированной выработкой оказывает большее влияние на величину расходов топлива, чем прирост перспективных нагрузок. В связи с этим расчет топливных балансов на последующие периоды будет производиться в процессе соответствующих актуализаций Схемы теплоснабжения.

Таблица 8.1.1.

Расчетные расходы топлива, необходимые для выработки тепловой энергии для теплоснабжения города для пиковых источников тепловой энергии на 2024 год.

Наименование показателя	Ед.изм.	котельная (Воронежское шоссе, 9)	котельная № 3 (Заводской пр-д. 1) теплоноситель - вода	котельные № 1-2 (Заводской пр-д. 1) теплоноситель - пар
Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	164,75	164,75	164,75
Удельный расход натурального топлива	м ³ /Гкал	140,57	140,57	140,57
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	т.у.т./час	8,1	14,1	0,1
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	т.у.т./час	1,3	2,3	0,0
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	тыс.м ³ /ч	6,9	12,1	0,1
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	тыс.м ³ /ч	1,1	1,9	0,0
Годовой расход условного топлива	т у.т.	12 301	5 992	2 796
Годовой расход натурального топлива	тыс. м ³	10 372	5 095	2 378

Нормативные запасы резервного топлива.

В качестве резервного топлива на котельных № 1-3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) предусмотрено использование мазута.

Мазут хранится в мазутохранилище, в котором находятся 2 металлических наземных резервуара объемом 1000 м³ каждый и полезной вместимостью 890 т. Общая вместимость мазутохранилища – 1780 т. Мазутохранилище по периметру имеет железобетонное ограждение. Поставка мазута осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом через заземленную емкость объемом 100 м³. В мазутонасосной находятся группы насосов для подачи мазута к котлам, циркуляции мазута и перекачки мазута, фильтры тонкой и грубой очистки и подогреватели мазута. Подача мазута на котельные осуществляется насосами подачи мазута к котлам через напорный мазутопровод. Запасы резервного топлива соответствуют нормативным требованиям.

В случае возникновения нештатной (аварийной) ситуации в системе подачи основного топлива предусмотрено подключение к тепломагистрали от ТФУ НВАЭС.

Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В настоящий момент в качестве основного вида топлива на котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» используется природный газ. Доставка природного газа обеспечивается посредством газопровода СКЦ. Обеспечение котельных топливом осуществляется непрерывно в течение года. Поставщиком выступает ООО «Газпром Межрегионгаз Воронеж»

Технические характеристики используемого топлива представлены в таблице 8.3.1, паспорт качества газа приведен в приложении 4

Таблица 8.3.1

Наименование показателя	Единица измерения	Среднемесячный показатель
Теплота сгорания низшая при 20 и 101,325 кПа	ккал/	8303
Число Воббе высшее	ккал/	11968
Молярная доля кислорода	%	0,0065
Массовая концентрация сероводорода	г/	Менее 0,001
Массовая концентрация меркаптановой серы	г/	0,0081
Масса механических примесей в 1	г/	Отсутствуют
Температура точки росы газа по влаге	°С	-23,6

В качестве резервного топлива на котельных № 1-3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) предусмотрено использование мазута.

Технические характеристики резервного топлива представлены в таблице 8.3.2, протокол испытаний мазута приведен в приложении 5.

Наименование показателя	Единица измерения	Среднемесячный показатель
Вязкость условная при 100 °С	Градусы ВУ	2,7
Масса механических примесей в 1 м ³	%	Отсутствуют
Молярная доля воды	%	0,9
Содержание водорастворимых кислот и щелочей		Отсутствуют
Температура вспышки в открытом тигеле	°С	186

Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

В городском округе г. Нововоронеж по совокупности всех систем теплоснабжения преобладающим видом топлива является природный газ.

В перспективе развития системы теплоснабжения городского округа г. приоритетным остается использование тепловой энергии от ТФУ НВ АЭС. Для покрытия потребностей в тепле в пиковых режимах работы системы котельными ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в качестве топлива используется природный газ. Доставка природного газа обеспечивается посредством газопровода СКЦ. Обеспечение котельных топливом осуществляется непрерывно в течение года. Поставщиком выступает ООО «Газпром Межрегионгаз Воронеж»

ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов систем теплоснабжения

Оценка финансовых затрат проведена в соответствии с Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2023 «Наружные тепловые сети», НЦС 81-02-19-2023. «Здания и сооружения городской инфраструктуры», НЦС 81-02-21-2023. «Объекты энергетики (за исключением линейных)».

На основании сведений, приведенных в Главах 5, 6, 7 определен сводный перечень необходимых мероприятий для обеспечения надежного, эффективного и качественного функционирования систем теплоснабжения (табл. 9.1.1). Суммарная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения составляет 1 428 000 тыс. руб. в ценах 2023 г.

Таблица 9.1.1

Сводный перечень необходимых мероприятий для обеспечения надежного, эффективного и качественного функционирования систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование проекта / мероприятия	Диаметр Ду, м		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Ориенти-ровочная стоимость с НДС, тыс. руб.	Зона действия источника теплоснаб-жения	Сроки выполнения работ	Примечание
		факт	план					
1	Участок магистральной тепловой сети Ду 200-300 от ТК-29 до ТК-4, от ТК-4 до ТК-51 с заменой трубопроводов Инв. № 31306	200-300	200-300	2 881	245 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2023 – 15.09.2023	(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2023 г.				245 000			
2	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 с заменой трубопроводов Инв. № 31311	500	500*	3046	375 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2024 – 15.09.2024	(Исх. табл. 6.5.1) (Исх. табл. 6.2.1)
	ИТОГО за 2024 г.				375 000			
3.1	Участок магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной до УЗ-3-1 с заменой трубопроводов.	500	500*	137	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2025 – 15.09.2025	(Исх. табл. 6.5.1) (Исх. табл. 6.2.1)
3.2	Участок магистральной тепловой сети Ду 300 от ТК-15 до ТК-21 с заменой трубопроводов	300	300	460	52 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)		(Исх. табл. 6.5.1)
3.3	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	150	150	1 018	75 000			(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2025 г.				163 000			
4	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	150	150	3 456	253 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2026 – 15.09.2026	(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2026 г.				253 000			
5.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	125	125	779	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2027 – 15.09.2027	(Исх. табл. 6.5.1)
5.2		100	100	3 550	141 000			(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2027 г.				177 000			
6.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	70	70	3 032	98 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2028 – 15.09.2028	(Исх. табл. 6.5.1)
6.2		50	50	1 541	49 000			(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2028 г.				147 000			
7.1	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	125	125	717	33 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2029 – 15.09.2029	(Исх. табл. 6.5.1)
7.2		100	100	712	28 000			(Исх. табл. 6.5.1)
7.3		80	80	133	5 000			(Исх. табл. 6.5.1)
7.4		70	70	71	2 000			(Исх. табл. 6.5.1)
	ИТОГО за 2029 г.				68 000			
	ВСЕГО за период 2022-2029 гг.			21 533	1 428 000			

* С целью улучшения качества теплоснабжения при работе источника по температурному графику 130/70°C необходимо осуществить реконструкцию участка от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 и участка от котельной № 3 –ТК-3с увеличением диаметра с Ду 500 на Ду 600

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России. (табл. 9.1.2)

Таблица 9.1.2

Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Значение коэффициента-дефлятора	1,049	1,047	1,048	1,049	1,048	1,049	1,048
Значение коэффициента-дефлятора нарастающим итогом	-	1,047	1,097	1,151	1,206	1,265	1,326

Ориентировочные финансовые потребности для реализации мероприятий по реконструкции тепловых сетей по годам в ценах соответствующих периодов представлены в таблице 9.1.3.

Таблица 9.1.3.

№ п/п	Наименование мероприятия	Затраты, млн. руб							
		Всего	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Реконструкция участков тепловой сети	1 428	245	375	163	253	177	147	68
2	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,047	1,097	1,151	1,206	1,265	1,326
3	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	1 597	245	393	179	291	214	186	90

Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет составляет ориентировочно 1 597 млн. руб.

Финансирование мероприятий, необходимых для развития систем теплоснабжения, за счет собственных средств ЕТО не представляется возможным в связи с убыточными результатами хозяйственной деятельности. В связи с этим для реализации мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения необходимо определить источники финансирования.

Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации.

В системах теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж систематически проводится реконструкция участков тепловых сетей, капитальный ремонт (перекладка) в связи с технологической необходимостью, что приводит к уменьшению доли ветхих сетей, а следовательно, снижению тепловых потерь и повышению надежности теплоснабжения.

В 2019 году была выполнена реконструкция участка тепловой сети в зоне действия котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) от ТК-34 до ТК-35 Ду 500 мм протяженностью 107 м (в двухтрубном исчислении). В 2021 году осуществлена перекладка участка магистральной тепловой сети в зоне действия котельной (Воронежское шоссе, 9) от УТ-11 до УТ-13 Ду 600 мм протяженностью 645,6 м (в двухтрубном исчислении).

В 2022 году выполнен капитальный ремонт участков магистральных сетей:

- участок магистральной тепловой сети Ду 600 от УТ-10 до УТ-11 с заменой трубопроводов (инв. № 31308) длиной 504 м (зона действия котельной Воронежское шоссе, 9);

- участок магистральной тепловой сети Ду 500 от ТК-29 до ТК 34, от ТК-35 до ТК-36 и ТК-3 с заменой трубопроводов (инв. № 31306) длиной 1 177 м (зона действия котельной № 3, Заводской пр-д, 1).

Сведения о фактических финансовых затратах на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и период, предшествующий актуализации не предоставлены.

РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации

Решением Администрации городского округа г. Нововоронеж статус ЕТО присвоен Нововоронежскому филиалу ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».

Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Актуальные (существующие) границы зоны деятельности ЕТО определены точками присоединения самых удаленных потребителей к тепловым сетям централизованной системы теплоснабжения (рис. 2.1.1).

В соответствии с Проектом схемы теплоснабжения городского округа Нововоронеж, планируются изменения границы зоны деятельности теплоснабжающей организации, связанные с подключением к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок и тепловых сетей. Перспективные границы зоны деятельности ЕТО представлены на рис. 10.2.1.

Изменения границ зон деятельности ЕТО должны проводиться в соответствии с Правилами организации теплоснабжения, и подлежат внесению в Схему теплоснабжения при ее актуализации.



Рис. 15.4.1. Перспективные границы зоны деятельности ЕТО

Критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присваивается статус единой теплоснабжающей организации

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте городского округа, проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте городского округа.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключением и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

Реестр систем теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приведен в табл. 10.4.1.

Таблица 10.4.1

№ п/п	Система теплоснабжения	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация
1	Централизованная система теплоснабжения потребителей городского округа г. Нововоронеж – теплоноситель вода	131,832	ТФУ НВ АЭС	Ф-л АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС»
			Водогрейная котельная (Воронежское ш., 9)	Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
			Водогрейная котельная № 3, (Заводской пр-д, 1)	
2	Потребители промзоны «Восточная»	0,546	паровые котельные № 1-2	Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
3	Потребители промзоны НВ АЭС	2,6	НВ АЭС, НВ АЭС-2	Ф-л АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС»

РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВЫЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);

2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Паровые котельные ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

С учетом приростов перспективных нагрузок тепловой энергии распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии на каждом этапе распределяется следующим образом:

Таблица 11.1

№ п/п	Наименование источника	Существующая нагрузка на момент актуализации, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на перспективный период, Гкал/ч						
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Зона котельной (Воронежское шоссе, 9), в т.ч.	46,313	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
2	Зона котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода, в т.ч.	85,519	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
3	Зона котельных № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар, в т.ч.	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
	ИТОГО (в т.ч.):	132,378	135	135,32	138,5	139,22	139,22	139,22	139,22

РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей регламентировано статьей 15, пункт 6.4 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

Сведения о бесхозяйных тепловых сетях на территории городского округа Нововоронеж отсутствуют. Выявленные ранее бесхозяйные тепловые сети переданы в эксплуатацию ф-лу «АТЭС-Нововоронеж» в соответствии с действующим законодательством.

СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

На момент актуализации Схемы теплоснабжения все источники теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж обеспечены в должной мере основным топливом. Решения о развитии соответствующих систем газоснабжения не требуется.

Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

В настоящее время проблемы с организацией газоснабжения источников тепловой энергии городского округа г. Нововоронеж отсутствуют.

Предложения по корректировке утвержденной (разработанной) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Корректировка программ газификации городского округа г. Нововоронеж в разрезе развития источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не требуется.

Описание решений о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Всего на Нововоронежской площадке было построено и введено в эксплуатацию семь энергоблоков с реакторами типа ВВЭР. НВ АЭС сооружена в четыре очереди: первая – энергоблоки № 1 (ВВЭР-210 – в 1964 г.), № 2 (ВВЭР-365 – в 1969 г.), вторая – энергоблоки № 3 и № 4 (ВВЭР-440 – в 1971 и 1972 гг.), третья – энергоблок № 5 (ВВЭР-1000 – в 1980 г.) и четвертая – энергоблоки № 6, № 7 (ВВЭР-1200).

В 1984 г. из эксплуатации после 20-летней работы был выведен энергоблок № 1, а в 1990 г. – энергоблок № 2. В декабре 2016 года окончательно остановлен энергоблок № 3.

На энергоблоке № 4 с реактором ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС в декабре 2017 года стартовали плановые масштабные работы по модернизации: осуществлен новый проект по продлению срока эксплуатации еще на 15 лет (до 2032 г.)

18 сентября 2011 г. после масштабной модернизации, испытания вновь смонтированных систем и оборудования, первый в России энергоблок-миллионник с реактором ВВЭР снова введен в эксплуатацию. Был выполнен беспрецедентный объем основных работ, в результате энергоблок № 5 НВ АЭС полностью соответствует современным российским стандартам безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, а дополнительный срок его эксплуатации увеличился на 26 лет.

31.10.2019 Приказом № 9/1541-П был введен в эксплуатацию объект капитального строительства «Нововоронежская АЭС-2» с энергоблоками № 1 (6) и № 2 (7). Энергоблок № 2 с параметрами, указанными в разрешении Госкорпорации «Росатом».

Другие мероприятия и решения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не планируются.

Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Мероприятий по строительству новых генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии данной схемой, не предполагается.

Описание решений о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

На момент актуализации Схемы теплоснабжения все источники теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж обеспечены водоснабжением в необходимом объеме. Решения о развитии соответствующих систем водоснабжения не требуется.

Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения для обеспечения согласованности такой схемы с переходом на закрытую систему горячего водоснабжения

Водоподготовка для нужд ГВС осуществляется на источниках теплоснабжения – водогрейных и паровых котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 1.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и подачи воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Корректировка утвержденной схемы водоснабжения для обеспечения согласованности такой схемы с переходом на закрытую систему горячего водоснабжения не требуется.

ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Общие положения

Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" содержит результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения:

1. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;
2. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;
3. удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);
4. отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
5. коэффициент использования установленной тепловой мощности;
6. удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;
7. доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);
8. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;
9. коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);
10. доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;
11. средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);
12. отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения);
13. отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения);
14. отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

Индикаторы развития систем теплоснабжения

Индикаторы развития систем теплоснабжения представлены в таблицах 14.2.1 и 14.2.2.

В связи с запланированными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей уменьшается (п.11 табл. 14.2.1-14.2.2)

Таблица 14.2.1

Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ООО «АТЭС» Воронежское шоссе, 9

№ п/п	Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	ед.	9	29	11	9	6
	в т.ч. сверх нормативного срока	ед.	0	0	0	0	0
2	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. сверх нормативного срока	ед.	0	0	0	0	0
3	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);	кг.у.т./Гкал	155,19	157,6	157,75	164,75	164,75
4	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;	Гкал/м ²	1,74	2,78	3,25	3,20	3,20
5	число часов использования установленной тепловой мощности;	ч/год	385	399	499	860	687
6	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;	м ² ч/Гкал	223,6	222,3	224,7	214,0	212,6
7	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа);	%	24,7	3,0	10,4	8,2	18,3

№ п/п	Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
8	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	кг у.т./кВтч	-	-	-	-	-
9	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	%	-	-	-	-	-
10	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	%	25	25	25	25	25
11	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	лет	32	33	31	30	31
12	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа);	%	0	9,9	5,5	0	21,6
13	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа).	%	0	0	0	0	0

Таблица 14.2.2

Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ООО «АТЭС» Заводской проезд, 1

№ п/п	Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	ед.	21	19	35	20	20
	в т.ч. сверх нормативного срока		0	0	0	0	0
2	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. сверх нормативного срока		0	0	0	0	0
3	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);	кг у.т./Гкал	161,18	170,5	162,82	164,75	164,75
4	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети (отпуск с коллектора);	Гкал/м ²	0,00	0,00	1,35	1,65	1,18
5	Число часов использования установленной тепловой мощности;	ч/год	425	115	430	430	546
6	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;	м ² ч/Гкал	114,1	111,9	109,8	109,4	109,4
7	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа);	%	80,5	55,1	72,1	71,7	59,2
8	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	кг у.т./ кВтч	-	-	-	-	-
9	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	%	-	-	-	-	-
10	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	%	32	33	31	31	31
11	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	лет	33	34	33	23	24
12	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа);	%	0,2	0	12,4	23,6	0,0
13	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа).	%	0	0	0	0	0

Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также 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 зафиксировано не было.

ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Сумма затрат на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения, приведенная в разделе 9, составляет ориентировочно 1 597 млн. руб. в ценах соответствующих реализации периодов.

Мероприятия на 2023-2024 гг. утверждены и финансируются за счет АО «Концерн Росэнергоатом». Таким образом, сумма затрат на реализацию мероприятий на 2025-2029 гг. составляет 960 млн. руб. (табл. 15.1)

Таблица 15.1.1

Ориентировочный объем финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения по годам реализации проектов

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
Ориентировочный суммарный объем финансирования (КВ) по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет, млн. руб.	-	179	291	214	186	90	960

В виду отсутствия возможности финансирования данных мероприятий за счет внутренней прибыли ЕТО (раздел 1.10 Обосновывающих материалов), следует рассмотреть варианты софинансирования за счет средств сторонних организаций либо за счет включения инвестиционной составляющей в тариф на тепловую энергию.

Проект инвестиционной программы разрабатывается регулируемой организацией в соответствии с п. 2 Постановлением Правительства РФ от 29 июля 2013 г. N 641 "Об инвестиционных и производственных программах организаций, осуществляющих деятельность в сфере водоснабжения и водоотведения". Инвестиционная программа утверждается уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или уполномоченным органом местного самоуправления поселения (городского округа). На основании инвестиционной программы проводится расчет ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

На момент актуализации утвержденные инвестиционные программы для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации объектов теплоснабжения ГО г. Нововоронежа отсутствуют. На 2024 г инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию отсутствует.

Утвержденные тарифы на тепловую энергию на 2024-2025 гг. для потребителей ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» представлены в таблице 15.1.2 и в приложении б. Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Таблица 15.1.2

№	Вид тарифа	Установленный тариф, руб./Гкал			
		01.01.24	01.07.24	01.01.25	01.07.25
1	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск прочим потребителям (без НДС)	1231,34	1315,73	1315,73	1330,12
2	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск населению (с НДС)	1477,61	1578,88	1578,88	1596,14

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" // Российская газета от 30.07.2010 г. № 5247.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" // Российская газета от 06.03.2012 г.
3. Инструкция "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя". Утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 325.
4. Методические указания по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом Минэнерго России от 05 марта 2019 г. № 212.
5. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). ГУП Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова (издание 4-ое), Москва, 2002. (одобрены Научно-техническим советом Центра энергоресурсосбережения Госстроя России, протокол от 12.07.2002 № 5).
6. СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Утв. Госстрой России 16.08.2000 г.
7. СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий. М.: ФГУП ЦПП, 2004.
8. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Утв. Приказом Минрегион Российской Федерации от 27.12.2011 г. № 608 и введен в действие с 01.01.2013 г.
9. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Утв. Приказом Минрегион России от 30.06.2012 г. № 265 и введен в действие с 01.07.2013 г.
10. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 30 декабря 2020 г. N 921/пр и введен в действие с 1 июля 2021 г.
11. СП 124.13330.2012 Свод правил. «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». Утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280 и введен в действие с 01.01.2013 г.
12. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 24 декабря 2020 г. N 859/пр и введен в действие с 25 июня 2021 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД НОВОВОРОНЕЖ
С 2013 ПО 2029 ГОД.
АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 Г.**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Нововоронеж, 2023 г.

Оглавление

Введение.....	
1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
1.1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
1.1.1 Общие сведения о структуре теплоснабжения.....	
1.1.2 Эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	
1.1.3 Зоны действия производственных котельных.....	
1.1.4 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	

1.2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
1.2.1 Нововоронежская АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом»).....	
1.2.2 Котельные Нововоронежского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».....	
1.2.3 Схема выдачи тепловой мощности.....	
1.2.4 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	
1.2.5 Среднегодовая нагрузка оборудования.....	
1.2.6 Способ учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	
1.2.7 Статистика отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии.....	
1.2.8 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	
1.3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ.....	
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....	
1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	
1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткая характеристика грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	
1.3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	
1.3.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов).....	
1.3.9 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	
1.3.10 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	
1.3.11 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	
1.3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	
1.3.13 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	
1.3.14 Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результатов их исполнения.....	
1.3.15 Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	
1.3.16 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	
1.3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	
1.3.18 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов	
1.3.19 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	
1.3.20 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии.....	
1.5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	
1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	
1.5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	
1.6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛООВОЙ НАГРУЗКИ.....	
1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	
1.6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	
1.6.3 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	
1.6.4 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	
1.7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	
1.7.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	
1.7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	
1.8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛООВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....	
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	
1.8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки	
1.8.4 Описание использования местных видов топлива	
1.8.5 Топливные балансы источников тепловой энергии	
1.9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
1.9.1 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и передаче тепловой энергии.....	
1.9.2 Анализ аварийных отключений потребителей.....	
1.9.3 Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	

- 1.10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....**
- 1.11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**
- 1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет**
- 1.11.2 Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**
- 1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.**
- 1.11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей....**
- 1.12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....**
- 1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**
- 1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).**
- 1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....**
- 1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения..**
- 1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения....**
- 1.12.6 Изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**
- 2 ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ....**
- 2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА Г. НОВОВОРОНЕЖА.....**
- 2.2 ДАННЫЕ БАЗОВОГО УРОВНЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**
- 2.3 ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ ПЛОЩАДИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ФОНДОВ, СГРУППИРОВАННЫЕ ПО РАСЧЕТНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И ПО ЗОНАМ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НА МНОГОКВАРТИРНЫЕ ДОМА, ЖИЛЬЕ ДОМА, ОБЩЕСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....**
- 2.4 ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, СОГЛАСОВАННЫХ С ТРЕБОВАНИЯМИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....**
- 2.5 ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ....**
- 2.6 ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ОБЪЕКТАМИ, РАСПОЛОЖЕННЫМИ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОН И ИХ ПЕРЕПРОФИЛИРОВАНИЯ И ПРИРОСТОВ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО ВИДАМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПО ВИДАМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ГОРЯЧАЯ ВОДА И ПАР) В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИЛИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА КАЖДОМ ЭТАПЕ...**
- 2.7 ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТДЕЛЬНЫМИ КАТЕГОРИЯМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ СОЦИАЛЬНО ЗНАЧИМЫХ, ДЛЯ КОТОРЫХ УСТАНОВЛИВАЮТСЯ ЛЬГОТНЫЕ ТАРИФЫ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ), ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ....**
- 2.8 ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ, С КОТОРЫМИ ЗАКЛЮЧЕНЫ ИЛИ МОГУТ БЫТЬ ЗАКЛЮЧЕНЫ В ПЕРСПЕКТИВЕ СВОБОДНЫЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ДОГОВОРЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**
- 2.9 ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ, С КОТОРЫМИ ЗАКЛЮЧЕНЫ ИЛИ МОГУТ БЫТЬ ЗАКЛЮЧЕНЫ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ДОГОВОРЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО РЕГУЛИРУЕМОЙ ЦЕНЕ...**
- 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.**
- 4 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ....**
- 4.1 БАЛАНСЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НА БАЗОВЫЙ ПЕРИОД СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ ВЫДЕЛЕННЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕЗЕРВОВ (ДЕФИЦИТОВ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ....**
- 4.2 БАЛАНСЫ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ ВЫДЕЛЕННЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕЗЕРВОВ (ДЕФИЦИТОВ) ПЕРСПЕКТИВНОЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....**
- 4.3 БАЛАНС ОТПУСКА ВЫРАБОТКИ И ПОКУПКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА Г. НОВОВОРОНЕЖ.....**
- 5 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА**
- 5.1 ОПИСАНИЕ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА...**
- 5.2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО СЦЕНАРИЯ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА.**
- 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ....**
- 6.1 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ....**
- 6.2 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ...**
- 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....**
- 7.1 ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ.....**
- 7.2 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК....**
- 7.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....**
- 7.4 РЕШЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ...**
- 7.5 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ В ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ В**

РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ, С ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ, НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....

7.6 **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....**

7.7 **ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....**

7.8 **ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ.....**

7.9 **ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА..**

7.10 **РАСЧЕТ РАДИУСОВ ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ) В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ УСЛОВИЯ, ПРИ КОТОРЫХ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК К СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО ВСЛЕДСТВИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СОВОКУПНЫХ РАСХОДОВ В УКАЗАННОЙ СИСТЕМЕ....**

8..... **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ..**

8.1 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ, СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ИЗ ЗОН С ДЕФИЦИТОМ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ В ЗОНЫ С ИЗБЫТКОМ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ (ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЗЕРВОВ)...**

8.2 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ПОД ЖИЛИЩНУЮ, КОМПЛЕКСНУЮ ИЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЗАСТРОЙКУ ВО ВНОВЬ ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ ПОСЕЛЕНИЯ..**

8.3 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ УСЛОВИЯ, ПРИ НАЛИЧИИ КОТОРЫХ СУЩЕСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОСТАВОК ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ СОХРАНЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

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.....**

8.5 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ..**

8.6 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ..**

8.7 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАМЕНЕ В СВЯЗИ С ИСЧЕРПАНИЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА.....**

8.8 **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ.....**

9 **ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....**

10 **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....**

10.1 **РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО, ЛЕТНЕГО И ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА.....**

10.2 **ОПИСАНИЕ ПРИОРИТЕТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА...**

11 **ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

11.1 **ОПИСАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ (ВЕРОЯТНОСТЬ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ, КОЭФФИЦИЕНТ ГОТОВНОСТИ, ЖИВУЧЕСТЬ)**

11.2 **МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОСЕТИ.....**

11.3 **РАСЧЕТ ВЕРОЯТНОСТИ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ.....**

11.3.1 **Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) до потребителя Медсанчасть № 33 (ул. Космонавтов, 18).....**

11.3.2 **Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) до потребителя СОШ № 2 (ул. Набережная, 14).....**

11.3.3 **Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии, 7.....**

11.4 **АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

12. **ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ..**

12.1 **ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....**

12.2 **ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....**

13 **ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ.....**

13.1 **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....**

13.2 **ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

13.3 **ОТСУТСТВИЕ ЗАФИКСИРОВАННЫХ ФАКТОВ НАРУШЕНИЯ АНТИМОНОПОЛЬНОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА.....**

14 **ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ.....**

15 **РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....**

15.1 **РЕЕСТР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ ГОРОДА..**

15.2 **РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.**

15.3 **ОСНОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ КРИТЕРИИ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИСВОЕН СТАТУС ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ..**

15.4 **ОПИСАНИЕ ГРАНИЦ ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ).....**

16 **РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

16.1 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....**

16.2 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ.....**

16.3 **ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕВОД ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....**

17 **ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....**

17.1 **ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ЗАМЕЧАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ, ПОСТУПИВШИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ, УТВЕРЖДЕНИИ И АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ**

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
17.2 ОТВЕТЫ РАЗРАБОТЧИКОВ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	
18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	
18.1 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 1 «СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ».....	
18.2 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 2 «ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ».....	
18.3 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 4 «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ».....	
18.4 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 6 «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ».....	
18.5 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 8 «ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ».....	
18.6 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 10 «ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ».....	
18.7 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 11 «ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ».....	
18.8 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 12 «ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ».....	
18.9 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 13 «ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА».....	
18.10 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ.....	
18.11 ИЗМЕНЕНИЯ В ГЛАВЕ 16 «РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ».....	
18.12 ИЗМЕНЕНИЯ В УТВЕРЖДАЕМУЮ ЧАСТЬ.....	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	

Введение.

Разработка проекта схемы теплоснабжения поселения является логическим продолжением основного градостроительного документа – генерального плана в части инженерного обеспечения территорий. В составе схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения поселения тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

На основании Муниципального контракта МК № 203221307 от 01.07.2013 г. разработана схема теплоснабжения муниципального образования городского округа город Нововоронеж на период с 2013 по 2029 год.

Нововоронеж — город энергетиков в Воронежской области. Возник в начале 50-х годов как поселок городского типа в связи со строительством одной из первых промышленных атомных станций. Статус города был установлен Указом Президиума Верховного совета РСФСР в 1987 году. Город Нововоронеж является городом особого функционального назначения Федеральной значимости. Расположен на левом берегу Дона, на 55 км южнее г. Воронежа, ближе к центральной части Воронежской области. Граница городского округа Нововоронеж примыкает с юго-запада к границе Каширского района, и с юго-востока к границе Хохольского района. С запада и юго-запада к городу примыкает водохранилище – пруд охладитель.

Нововоронеж является монофункциональным городом с особым режимом хозяйственной деятельности. В структуре промышленного производства городского округа атомная энергетика является основной отраслью. Важнейшим видом продукции промышленности является – выработка электрической и тепловой энергии.

1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.

1.1. Функциональная структура теплоснабжения.

1.1.1. Общие сведения о структуре теплоснабжения

Основная часть потребителей городского округа г. Нововоронеж обеспечивается тепловой энергией от централизованных источников теплоснабжения. Одноэтажные и двухэтажные здания индивидуальной застройки имеют автономные газовые источники теплоты.

1.1.2. Эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В городе Нововоронеж действуют две теплоснабжающие организации:

1. Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» (ф-л «АТЭС-Нововоронеж»)

2. АО «Концерн Росэнергоатом», представленная филиалом «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС).

Часть потребителей промзоны с суммарной тепловой нагрузкой 2,60 Гкал/ч обеспечивается теплом от НВ АЭС.

Основная масса потребителей городского округа г. Нововоронеж присоединена к объединенной системе централизованного теплоснабжения в зоне деятельности ЕТО – Нововоронежского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблоков, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с установленным договором теплоснабжения в горячей воде № 90-2-200-03/19265/360 от 30.12.2022 г.

Зона деятельности ЕТО представлена на рис. 1.1.2.1.



Рисунок 1.1.2.1. Зона деятельности ЕТО г. Новovoroneжа.

1.1.3. Зоны действия производственных котельных

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Новovoroneж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Новovoroneжская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Новovoroneж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Новovoroneж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Новovoroneж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.



Рисунок 1.1.3.1. Зоны действия водогрейных котельных г. Новovoroneжа

Паровые котельные ф-ла ООО «АТЭС-Новovoroneж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

На площадке энергоблоков № 1 и 2 НВАЭС-2 действует пуско-резервная котельная. Зона действия котельной ограничена закрытым контуром системы теплоснабжения энергоблоков Новovoroneжской АЭС.

В апреле 2022 г. на территории городского округа введено в эксплуатацию предприятие по производству напитков (пиво, квас, лимонад) ООО «НПК «Канцлер» в существующей промышленной зоне «Восточная». Теплоснабжение данного предприятия осуществляется от собственного источника теплоснабжения. Подключение данного промышленного объекта к централизованной системе теплоснабжения городского округа отсутствует. Снабжение отстойника теплоснабжения ООО «НПК «Канцлер» тепловой энергией сторонних потребителей не предусмотрено. Информация технического характера данного сооружения отсутствует, технические условия на подключение теплоснабжения у ресурсоснабжающих предприятий не запрашивались.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Существующие зоны индивидуального теплоснабжения городского округа г. Новovoroneж согласно Генеральному плану представлены

на рисунке 1.1.4.1. Для обеспечения теплом жилой усадебной застройки в районе улицы Аленовская и района Полубяновка используются автономные источники теплоты. Зона действия индивидуального теплоснабжения на данный момент застроена и расширяется.

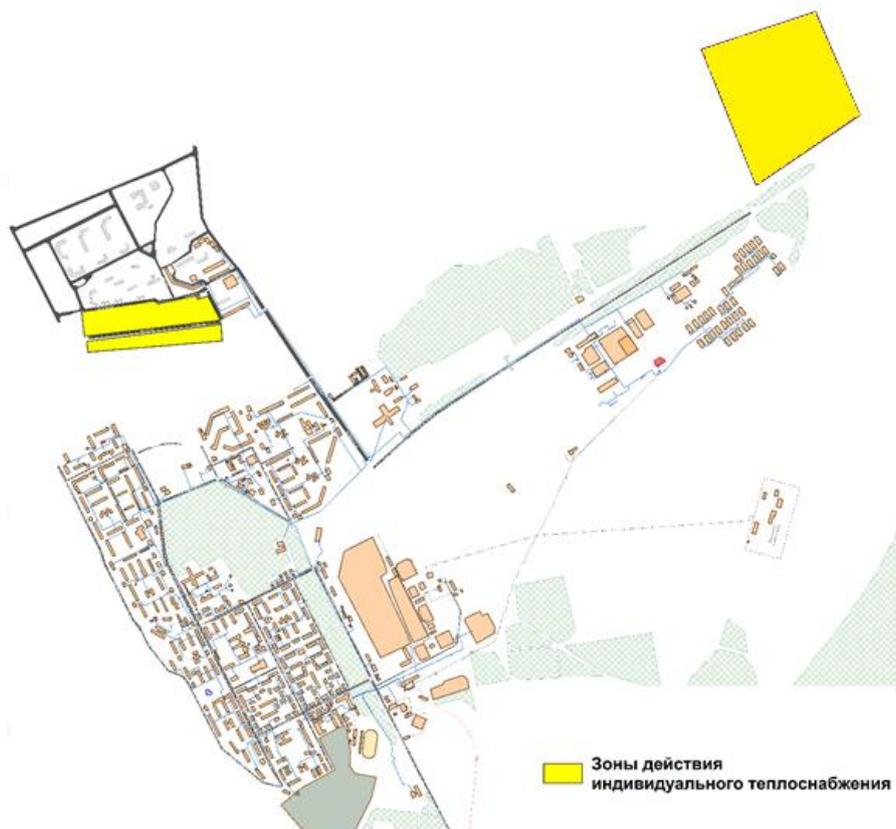


Рисунок 1.1.4.1. Зоны действия индивидуального теплоснабжения г. Новovoroneж

1.2. Источники теплоснабжения.

1.2.1. Нововоронежская АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом»).

Нововоронежская АЭС полностью обеспечивает потребности Воронежской области в электрической энергии и частично – потребности г. Нововоронежа в тепловой энергии.

Место расположения: Воронежская область, расстояние до города-спутника (г. Нововоронеж) – 3,5 км; до областного центра (г. Воронеж) – 45 км.

Всего на Нововоронежской площадке было построено и введено в эксплуатацию семь энергоблоков с реакторами типа ВВЭР. НВ АЭС сооружена в четыре очереди: первая – энергоблоки № 1 (ВВЭР-210 – в 1964 г.), № 2 (ВВЭР-365 – в 1969 г.), вторая – энергоблоки № 3 и № 4 (ВВЭР-440 – в 1971 и 1972 гг.), третья – энергоблок № 5 (ВВЭР-1000 – в 1980 г.) и четвертая – энергоблоки № 6, № 7 (ВВЭР-1200).

В 1984 г. из эксплуатации после 20-летней работы был выведен энергоблок № 1, а в 1990 г. – энергоблок № 2. В декабре 2016 года окончательно остановлен энергоблок № 3.

На энергоблоке № 4 с реактором ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС в декабре 2017 года стартовали плановые масштабные работы по модернизации: осуществлён новый проект по продлению срока эксплуатации еще на 15 лет (до 2032 г.)

18 сентября 2011 г. после масштабной модернизации, испытания вновь смонтированных систем и оборудования, первый в России энергоблок-миллионник с реактором ВВЭР снова введен в эксплуатацию. Был выполнен беспрецедентный объем основных работ, в результате энергоблок № 5 НВ АЭС полностью соответствует современным российским стандартам безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, а дополнительный срок его эксплуатации увеличился на 26 лет.

31.10.2019 Приказом № 9/1541-П был введен в эксплуатацию объект капитального строительства «Нововоронежская АЭС-2» с энергоблоками № 1 и № 2 с параметрами, указанными в разрешении Госкорпорации «Росатом».

Таблица 1.2.1.1.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ЭНЕРГОБЛОКИ НВАЭС и НВАЭС-2

НОМЕР ЭНЕРГОБЛОКА	ТИП РЕАКТОРА	УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ, МВт	ДАТА ЭНЕРГОПУСКА	СРОК ПРОДЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ
4	ВВЭР-440	417	28.12.1972	2032 г.
5	ВВЭР-1000	1000	31.05.1980	2037 г.
1	ВВЭР-1200	1180	05.08.2016	2076 г.
2	ВВЭР-1200	1150	01.05.2019	2079 г.

Суммарная установленная мощность 3 747 МВт

На момент актуализации Схемы теплоснабжения (2023 г.) базовая нагрузка потребителей тепла обеспечивается от ТФУ НВ АЭС энергоблока № 4. Схема ТФУ 4 блока представлена на рис. 1.2.1.1.

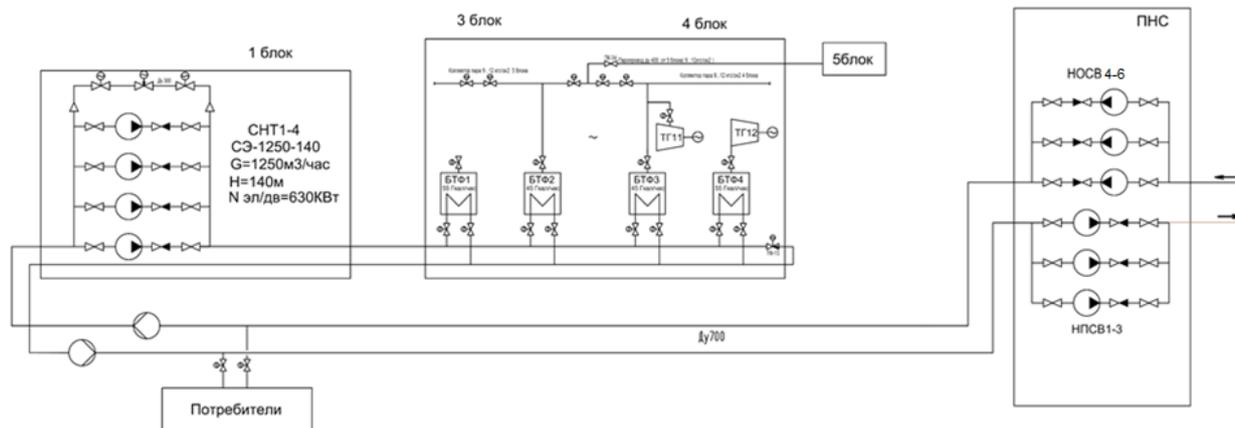


Рисунок 1.2.1.1. Схема отпуска тепловой энергии от ТФУ 4 энергоблока НВ АЭС.

Система ТФУ НВ АЭС (энергоблоки № 4 и 5)

Сетевая подогревательная (бойлерная) установка для подогрева сетевой воды паром из отборов турбин 4 энергоблока НВ АЭС состоит из двух групп сетевых подогревателей (бойлеров). Техническая характеристика подогревателей сетевой воды низкого давления (БТФ-2,3) приведена в таблице 1.2.1.2.

Таблица 1.2.1.2.

Тип	ПЦВ-315-3-23
Поверхность нагрева	315 м ²
Температурный напор при 100% мощности ТА	11,1°С
Предельно допустимые давления: нагреваемой воды греющей среды	23 кгс/см ² 3 кгс/см ²
Максимальная температура воды на входе на выходе подогрев	70°С 120°С 50°С
Максимальная температура пара	400°С
Объем трубной части	1 950 л.
Объем корпуса	7 440 л
Максимальный расход сетевой воды через бойлер	725 м ³ /ч
Гидравлическое сопротивление трубной части	3,8 м вод.ст.

Техническая характеристика подогревателей сетевой воды высокого давления (БТФ-1,4) приведена в таблице 1.2.1.3.

Таблица 1.2.1.3.

Тип	ПЦВ-315-14-23
Поверхность нагрева	315 м ²
Температурный напор при 100% мощности ТА	24,5°С
Предельно допустимые давления: нагреваемой воды греющей среды	23 кгс/см ² 14 кгс/см ²
Максимальная температура воды на входе на выходе подогрев	70°С 150°С 80°С
Максимальная температура пара	400°С
Объем трубной части	1 950 л.
Объем корпуса	7 440 л
Максимальный расход сетевой воды через бойлер	1 130 м ³ /ч
Гидравлическое сопротивление трубной части	4,8 м вод.ст.

Сетевая насосная установка на 1, 2 энергоблоках НВ АЭС служит для подачи сетевой воды потребителям, включает в себя четыре сетевых насоса СНТ 1-4. Техническая характеристика насосов СНТ 1-4 приведена в таблице 1.2.1.4.

Таблица 1.2.1.4.

Тип	СЭ-1250-140-11-94
Производительность	1 250 м ³ /ч
Напор	140 м вод.ст.
Давление на всасе	11 м вод.ст.
Расход охлаждающей воды	3 м ³ /ч
Тип электродвигателя	А 12-52-49 ХЛ14
Напряжение	6 кВ
Ток	73 А
Мощность	630 кВт
Частота вращения	1 500 об/мин

Теплопроизводительность основного бойлера БТФ-2(3) при номинальной нагрузке составляет 28-30 Гкал/ч, теплопроизводительность пикового бойлера БТФ-1(4) – 23-25 Гкал/ч.

В качестве греющего пара:

- БТФ-3 использует пар пятого отбора ТА-11;
- БТФ-4 использует пар коллектора 9-12 атм;

- БТФ-1(2) после вывода из эксплуатации оборудования энергоблока № 3 использует пар коллектора 9-12 атм, который может запитываться с энергоблока № 4 и от паровых коллекторов межблочных связей энергоблока № 5 или энергоблока № 1 НВАЭС-2.

Температурный график работы ТФУ энергоблока № 4 – 110-70 °С.

Выработка тепловой энергии на Нововоронежской АЭС не является основным видом деятельности. Объем отпуска тепловой энергии ограничен в зависимости от плана выработки электроэнергии согласно «Сводному прогнозируемому балансу производства и поставки электрической энергии в рамках единой энергетической системы России на 2023 год». Возможный отпуск тепловой энергии от ТФУ НВАЭС на нужды ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в 2024 году составит 189 225,43 Гкал. Суммарная максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» с учетом плана выработки электроэнергии составляет 40 Гкал/ч.

Подкачивающая насосная станция ПНС, расположенная перед котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), служит для обеспечения подачи прямой сетевой воды через и помимо котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в тепловые сети города на нужды отопления и горячего водоснабжения и возврата обратной сетевой воды из тепловых сетей города на НВ АЭС, включает в себя 3 насоса прямой сетевой воды НПСВ 1-3 и три насоса обратной сетевой воды НОСВ 4-6.

Функциональная схема ПНС приведена на рис. 1.2.1.2, характеристики насосного оборудования ПНС приведены в табл. 1.2.1.5. В отопительный период расход теплоносителя через ПНС составляет $Q_{\max}=2450$ т/ч, давление в трубопроводах $P_{\text{пр}}=8,5\pm 0,3$ кгс/см²; $P_{\text{обр}}=2,0 \pm 0,1$ кгс/см²; межотопительный период - $Q_{\max}=1400$ т/ч. $P_{\text{пр}}=8,5 + 0,3$ кгс/см²; $P_{\text{обр}}=2,0 + 0,1$ кгс/см².

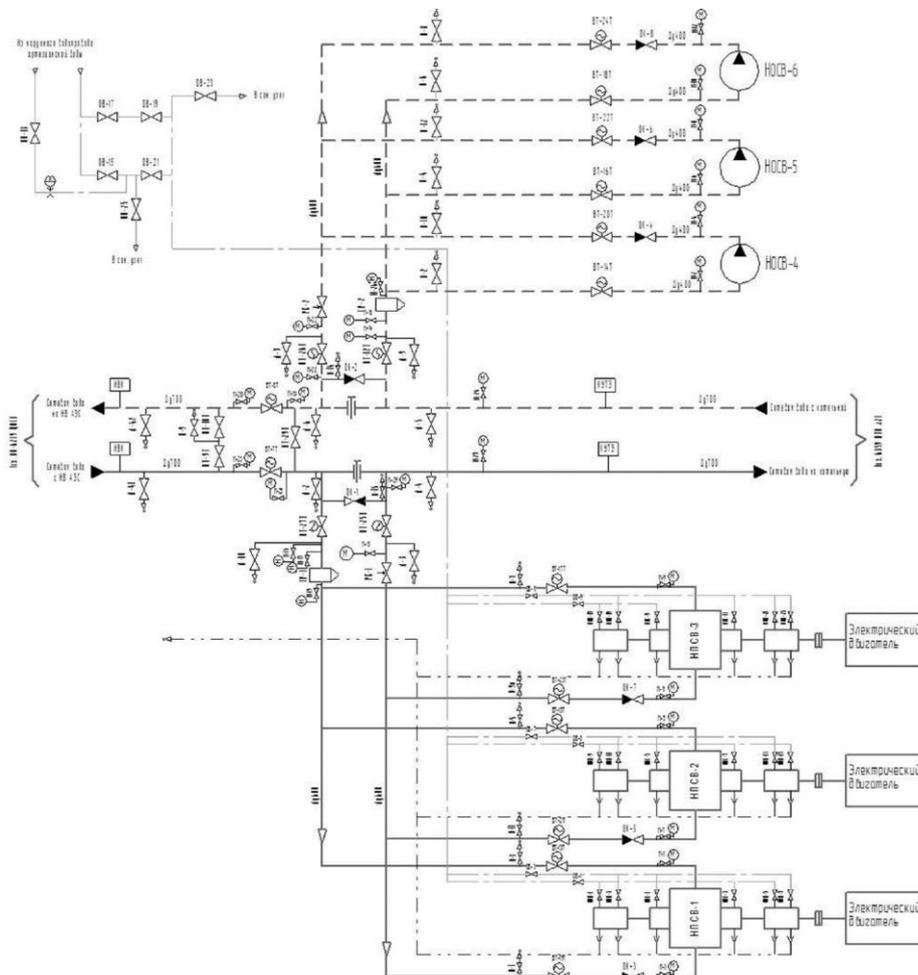


Рисунок 1.2.1.2. Функциональная схема ПНС.

Таблица 1.2.1.5.

Характеристики насосного оборудования ПНС

№ п/п	Оперативное наименование	Тип/марка	Производительность G, м ³ /ч	Напор Н, м	Мощность двигателя N, кВт	Частота вращения N, об/мин	Кол-во, шт
Насос прямой сетевой воды							
1	НПСВ-1, 3	СЭ-1250-70	1250	70	250	1500	2
2	НПСВ-2	СЭ-1250-70	1250	70	320	1500	1
Насос обратной сетевой воды							
3	НОСВ-4-6	300Д-70	1080	50	200	1480	3

Система ТФУ НВ АЭС-2 (энергоблоки № 1 и 2)

Структура ТФУ энергоблоков № 1 и 2 НВ АЭС-2:

- сетевые подогревательные (бойлерные) установки на 1 – 2 блоках номинальной суммарной производительностью 160 Гкал/ч каждая;
- сетевые насосные установки на 1 – 2 блоках;
- теплораспределительный пункт (ТРО);
- пуско-резервная котельная;
- магистральная тепловая сеть Ду 700 от НВ АЭС-2 до врезки в сущ. сеть Ду 700 перед ПНС (новый участок)
- система защиты от попадания активности в сетевую воду.

электротехническое оборудование устройства тепловой автоматики и измерений, устройства отбора проб сетевой воды

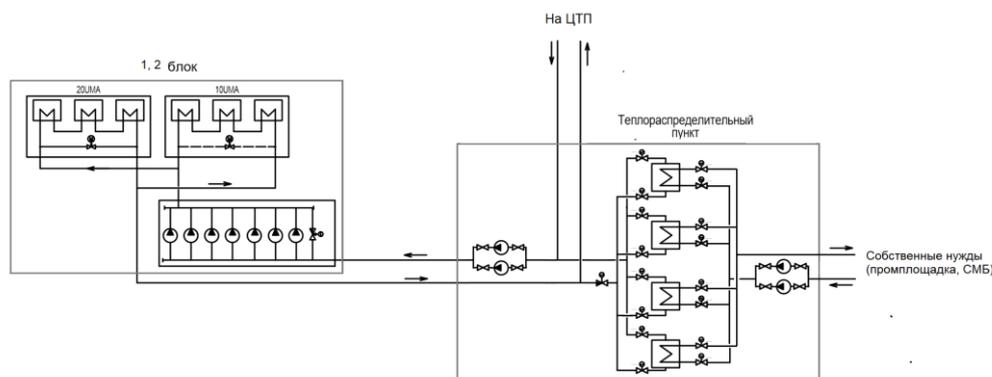


Рисунок 1.2.1.3. Схема отпуски тепловой энергии от ТФУ 1, 2 энергоблока НВ АЭС-2.

Система ТФУ НВ АЭС-2 (энергоблоки № 1 и 2) обеспечивает подогрев сетевой воды по температурному графику 150/70°C в зимний (отопительный) период и по температурному графику 70/40°C в летний (межотопительный) период. Технические характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.2.1.6.

Таблица 1.2.1.6.

Наименование показателя		Значение			
		ПСВ-1		ПСВ-2	ПСВ-3
		Зона ОК	Зона КП		
Поверхность теплообмена, м ²		614,9		627,3	557,9
Количество труб поверхности теплообмена, шт		1490		1492	
Давление гидроиспытаний, МПа	трубное пространство	2,34		2,35	
	межтрубное пространство	0,84		0,84	1,1
Температура гидроиспытаний, °С	трубное пространство	в начале эксплуатации		22,0	
		в конце эксплуатации		62,0	
	межтрубное пространство	5,0			
Расчетное давление, МПа	трубное пространство	2,158			
	межтрубное пространство	1,0			
Расчетная температура, °С	трубное пространство	185			
	межтрубное пространство	185			
Внутренний объем, м ³	трубное пространство	7,387			
	межтрубное пространство	14,4			
Режим t-1					
Рабочий расход сетевой воды, т/ч		926,1			
Температура сетевой воды на входе, °С		70,01	74,30	95,88	141,45
Температура сетевой воды на выходе, °С		74,30	95,88	141,45	165,98
Рабочее давление сетевой воды, МПа		1,67		1,57	1,47
Рабочее давление греющего пара на входе в подогреватель, МПа		-	0,1208	0,478	0,8113
Расход греющего пара, т/ч		-	23,44	99,03	56,37
Недогрев сетевой воды, °С		-	9,11	8,67	5,0
Режим t-5					
Рабочий расход сетевой воды, т/ч		656,64			
Температура сетевой воды на входе, °С		56,01	62,1	95,9	146,33
Температура сетевой воды на выходе, °С		62,1	95,9	146,33	146,33
Рабочее давление сетевой воды, МПа		1,67		1,57	1,47
Рабочее давление греющего пара на входе в подогреватель, МПа		-	0,12478	0,4934	-
Расход греющего пара, т/ч		-	33,73	79,94	0
Недогрев сетевой воды, °С		-	10,0	5,0	-

Структура системы транспорта тепловой энергии

В основе отпуски тепловой энергии на НВ АЭС-2 положен температурный график центрального качественного регулирования 150/70°C.

Система теплоснабжения – закрытая, состоит из двух независимых контуров: контура внешних потребителей и контура собственных нужд (промплощадки и СМБ). Контуров объединены между собой пластинчатыми теплообменниками, расположенными в ТРП. Там же расположены сетевые насосы обоих контуров. Подпитка осуществляется химически очищенной деаэрированной водой от установки подпитки теплосети.

Теплораспределительный пункт (ТРП) предназначен для размещения оборудования и устройств, служащих для транспортирования и распределения тепловой энергии (теплоносителя – сетевой воды) от теплофикационных установок источников тепловой энергии к потребителям (абонентам).

В состав ТРП входят:

- сетевые насосы двух контуров;
- подогреватели сетевой воды;
- система охлаждающей воды сетевых насосов.

Таблица 1.2.1.7.

Основное оборудование ТРП

Наименование	Кол-во	Технические характеристики
Насос сетевой воды СЭ1250-140-11 (зимний)	4	подача, м ³ /ч – 1250 напор, м – 140 мощность – 630 кВт/1500мин ⁻¹
Насос сетевой воды СЭ800-100-11 (летний)	3	подача, м ³ /ч – 800 напор, м – 100 мощность – 315 кВт/1500мин ⁻¹

Наименование	Кол-во	Технические характеристики
Насос сетевой воды СЭ800-55-11 (контура собственных нужд, зимний)	3	подача, м ³ /ч – 800 напор, м – 55 мощность – 200 кВт/1500мин ⁻¹
Насос сетевой воды СЭА 280-37 (контура собственных нужд, летний)	3	подача, м ³ /ч – 280 напор, м – 37 мощность – 37 кВт/2900мин ⁻¹
Подогреватель сетевой воды промплощадки и СМБ TL 35-BFD	4	тепловая нагрузка – 30,41 МВт расход сетевой воды – 325 м ³ /ч давление расчетное – 2,5 МПа
Насос охлаждающей воды АЦМС Н 4015-03	2	подача, м ³ /ч – 16 напор, м – 33 мощность – 3,0 кВт/2900мин ⁻¹
Бак охлажденной воды	1	объем – 4 м ³
Фильтр-грязевик ТС-566.00.000-01	2	Ду=600мм

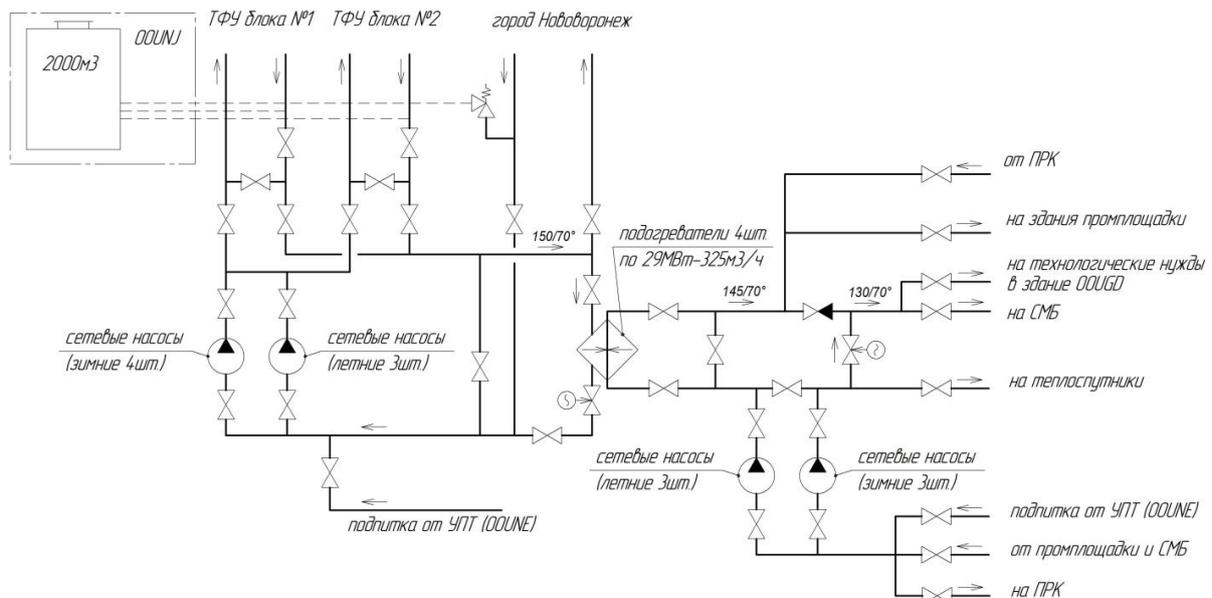


Рисунок 1.2.1.4. Схема включения теплораспределительного пункта в систему теплоснабжения

В ТФУ НВ АЭС-2 сетевая вода нагревается до заданной температуры и поступает в теплораспределительный пункт, где разделяется на два потока: на водоводяные подогреватели, расположенные в ЦТП г. Нововоронеж, и на подогреватели контура теплоснабжения собственных, хозяйственных нужд (промплощадки НВ АЭС и СМБ), расположенные в теплораспределительном пункте. **На момент актуализации Схемы теплоснабжения на водоводяные подогреватели, расположенные в ЦТП г. Нововоронеж, не осуществляется.**

При необходимости контур теплоснабжения собственных нужд может быть подключён к водогрейным котлам пускорезервной котельной. Для предотвращения радиационного загрязнения тепловой сети от ТФУ блока № 1(2) до ТРП предусмотрен участок локализации с отсечной арматурой, закрывающейся по сигналу превышения радиоактивности в сетевой воде. С участка локализации загрязнённая радионуклидами сетевая вода сливается в резервный бак объёмом 2000 м³.

Подпитка тепловых сетей осуществляется химически очищенной деаэрированной водой из баков-аккумуляторов установки подпитки тепловых сетей. Насосы подпитки, обеспечивающие статическое давление, установлены в здании установки подпитки теплосети. Подпитка тепловой сети осуществляется непрерывно при рабочем режиме тепловых сетей и при останове сетевых насосов, с целью постоянного заполнения водой трубопроводов тепловой сети и всех присоединенных систем теплоснабжения.

Центральный тепловой пункт

Размещение центрального теплового пункта предусмотрено в районе существующей ПНС перед котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1). Ввод в эксплуатацию ЦТП запланирован ориентировочно на октябрь 2024 года.

ЦТП включает в себя три водо-водяных теплообменника общей мощностью 150 МВт (129 Гкал/ч). На ЦТП планируется подогрев сетевой воды для теплоснабжения абонентов промышленной зоны и микрорайонов № 1 – 7А г. Нововоронежа.

Функция ЦТП заключается во взаимном резервировании схем теплоснабжения от энергоблоков № 4, 5 и № 1, 2, а также для перевода теплоснабжения от ТФУ энергоблоков № 4, 5 на замкнутый контур циркуляции.

При гидравлическом разделении контуров АЭС и городского контура, насосы НОСВ – 4, 5, 6, установленные в ПНС, переводятся во вторичный контур циркуляции и обеспечивают работу городских сетей во время отопительного сезона совместно с насосами, установленными на водогрейной котельной Заводской пр-д, 1. Циркуляция в первичном контуре обеспечивается работой насосов теплораспределительного пункта и насосов ПНС – НПСВ 1, 2, 3.

Подпитка первичного контура осуществляется от установок водоподготовки на площадке энергоблоков № 1, 2.

Пуско-резервная котельная

Пуско-резервная котельная (ПРК) располагается на площадке энергоблоков № 1, 2 и служит для резервирования тепловой нагрузки потребителей площадки и для нужд пуска энергоблоков.

ПРК включает в себя водогрейную и паровую часть. Водогрейная представлена 4 котлами КВ-ГМ-23,26-150П производства ООО «Псковский котельный завод». Паровая часть представлена двумя котлами БЗМ-25/1,4Д.

В качестве топлива для пуско-резервной котельной используется дизельное топливо.

Подача тепловой энергии от пуско-резервной котельной в жилые районы г. Нововоронежа не предусматривается.

1.2.2. Котельные Нововоронежского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».

В ведении единой теплоснабжающей организации находятся 4 котельные.

На площадке, площадью 29 000 м², расположенной по адресу 396071, г. Нововоронеж, Заводской проезд, 1 расположены три котельные в отдельно стоящих зданиях. Всею котельных имеет ограждение из железобетонных заборных плит с установкой по верху плит заграждения типа «егоза» по всему периметру.

В качестве основного топлива на котельных используется природный газ, в качестве резервного – мазут.

Газоснабжение котельных осуществляется от газопроводов высокого давления по двум вводам с давлением 6 кгс/см² диаметром Ду 200.

Котельная №1

Котельная предназначена для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

I очередь котельной №1 с котлами ДКВР-6,5/13 построена в 1963 г.

II очередь котельной №1 с котлом ДКВР-6,5/13 построена в 1964 г.

III очередь с котлами ДКВР-6,5/13 построена в 1978 г.

Паровой коллектор котельной №1 смонтирован и введен в эксплуатацию в 1997 г.

Котельная №2

На котельной установлены 5 паровых котлов ДКВР-10/13, которые предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку. Котельная построена и введена в эксплуатацию в 1967 году.

Паровой коллектор котельной №2 смонтирован и введен в эксплуатацию в 1997 году.

Питательная вода для паровых котлов котельных №1 и №2 подается от химводоподготовительной установки котельной №3, по качеству удовлетворяющей требованиям РД 10-165-97 и ПУБЭ паровых и водогрейных котлов.

Котельная №3

На котельной установлены 2 водогрейных котла ПТВМ 30М-4, которые предназначены для выработки тепла с горячей водой для открытой системы теплоснабжения населения и промышленных потребителей г. Нововоронежа. Котельная построена и введена в эксплуатацию в 1976 году.

В ноябре 1996 года проведен ввод в работу теплофикационной установки (ТФУ) на НВ АЭС, реконструкция котельной №3 и тепловых сетей с подключением котельной №3 к ТФУ и перевод котлов ПТВМ-30М для работы в пиковом режиме.

Фактический максимальный часовой расход теплоносителя в отопительный период 2103 т/ч, напор теплоносителя в подающем трубопроводе 6,5 кгс/см², в обратном 2,2 кгс/см²; в межотопительный период напор теплоносителя в подающем трубопроводе 3,5 кгс/см², в обратном 2,2 кгс/см².

Котельная ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж», расположенная по адресу **Воронежское шоссе, 9** введена в эксплуатацию в 1981 году. На котельной установлены котлоагрегаты ПТВМ-30М в количестве 2 шт. и ДЕВ-25-14ГМ в количестве 2 шт., которые предназначены для выработки тепла с горячей водой для открытой системы теплоснабжения населения и промышленных потребителей г. Нововоронежа. В качестве основного топлива используется газ. В качестве резервного топлива используется тепловая энергия от ТФУ НВ АЭС.

Фактический максимальный часовой расход теплоносителя в отопительный период – 750 т/ч, напор теплоносителя в подающем трубопроводе 6,6 кгс/см², в обратном 2,3 кгс/см²; в межотопительный период напор теплоносителя в подающем трубопроводе 4,6 кгс/см², в обратном 2,3 кгс/см².

Структура основного оборудования.

Состав и технические характеристики основного оборудования Котельных ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» представлены в таблицах 1.2.2.1. и 1.2.2.2.

Таблица 1.2.2.1.

Наименование источника адрес	Марка и количество оборудования	Тип оборудования	Производительность, Гкал/час	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию
	Заводской проезд, 1				
Котельная № 1	котел № 7 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20	Бийский котельный завод	1969
	котел № 8 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1999
	котел № 5 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1998
	котел № 15 ДКВр-6,5/13	паровой	4,20		1978
	котел № 16 Е-6,5-1,4 ГМ (ДКВр-6,5/13 ГМ)	паровой	4,20		2007
Котельная № 2	котел № 10 ДКВр-10/13 ГМ	паровой	6,50	Бийский котельный завод	–
	котел № 11 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	паровой	6,50		2007
	котел № 12 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	паровой	6,50		2005
	котел № 13 ДКВр-10/13	паровой	6,50		1970
	котел № 14 ДКВр-10/13	паровой	6,50		1970
Котельная № 3	котел № 17 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	35,00*	Дорого-бужский котельный завод	1977
	котел № 18 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	35,00*		1977
	Воронежское шоссе, 9				
Котельная	котел № 1 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	40,00	Дорого-бужский котельный завод	1985
	котел № 2 ПТВМ-30 М-4	водогрейный	40,00		1985
	котел ДЕВ-25-14ГМ №3	водогрейный	15,00	Бийский котельный завод	1982
	котел ДЕВ-25-14ГМ №4	водогрейный	15,00		1984
	аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-188с-16-225	водоводяной	17,2	ООО «ЭТРА»	2014
	аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-188с-16-225	водоводяной	17,2		2014
	аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-100с-16-225	водоводяной	8,6		2014

* Производительность котла ПТВМ-30М на резервном топливе (в случае отсутствия газа) составляет 35 Гкал/ч, производительность котла ПТВМ-30М на газовом топливе составляет 40 Гкал/ч согласно «Заводской инструкции по монтажу и эксплуатации водогрейного котла типа ПТВМ-30М № А- 7513 ИЭ» (приложение 2).

Таблица 1.2.2.2.

№ п/п	Обозначение	Марка	Расход, м ³ /ч	Мощность, кВт	Давление (напор) м вод.ст.	Кол-во
Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)						
<i>- сетевые</i>						
1	ЛСН	Д630-90	630	250	100	1

2	СН-1	8НДВ 60	630	250	100	1
3	СН-2	300Д70	1260	200	50	1
4	СН-3	300Д90А	1260	200	50	1
- подпиточные						
1	НПВ-1	6НДВ 60	360	75	40	1
2	НПВ-2	Д 320-50	320	75	50	1
3	НПВ-3	Д 320-50А	300	75	40	1
Котельная (Воронежское шоссе, 9)						
- сетевые						
1.	СН №1	ЦН380-96а	380	160	96	1
2.	СН №2	ЦН380-96а	380	160	96	1
3.	СН №3	ЦН380-96а	380	160	96	1
4.	СН №4	1Д250-125а	240	132	101	1
5.	ЛСН	ЦН400-105	400	200	105	1
- подпиточные						
1.	ППН №1	1Д315-71	315	90	71	1
2.	ППН №2	1Д200-906	160	55	62	1
3.	ППН №3	1Д200-906	160	55	62	1
-деаэрированной воды						
1.	НДВ №1	1Д250-125	125	30	30	1
2.	НДВ №2	1Д250-125	125	30	30	1
-рабочей воды						
1.	НРВ №1	К80-50-200	50	15	50	1
2.	НРВ №2	К80-50-200	50	15	50	1
- конденсатные						
1.	НПК №1	К80-50-200	50	15	50	1
2.	НПК №2	К80-50-200	50	15	50	1
- холодной воды						
1.	НСВ №1	К-200-150-315	315	33,5	32	1
2.	НСВ №2	К-160/30	160	30	30	1
3.	НСВ №3	К-160/30	160	18,5	30	1
- солевые						
1.	НПСР №1	Х-65-50-160 К СДУ2	25	7,5	32	1
2.	НПСР №2	Х-65-50-160 К СДУ2	25	7,5	32	1

Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

В котельной № 2 котел № 10 ДКВр-10/13 ГМ паропроизводительностью 6,5 Гкал/ч не введен в эксплуатацию.

В соответствии с режимными картами работы котельного оборудования располагаемая мощность котельных составляет:

- для котельной №1 – 19,57 Гкал/ч;
- для котельной №2 – 28,52 Гкал/ч;
- для котельной №3 – 60,25 Гкал/ч.
- для котельной Воронежское шоссе, 9 – 84,91 Гкал/ч.

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды.

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды за последние 3 года представлен в таблице 1.2.2.3.

Таблица 1.2.2.3.

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	2020				2021				2022			
		Покупка	Выработка	Собственные нужды		Покупка	Выработка	Собственные нужды		Покупка	Выработка	Собственные нужды	
		тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	%	тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	%	тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	%
1	Котельная Воронежское шоссе, 9	49,988	42,359	1,513	1,6	58,286	43,874	1,603	1,6	37,6	54,89	1,514	1,6
2	Котельная №3 (вода), Заводской проезд, 1	152,616	29,718	0,581	0,3	193,240	8,041	0,441	0,2	173,68	30,1	0,988	0,5
3	Котельные №1, 2 (пар), Заводской проезд, 1	-	31,596	6,659	21,1	-	30,540	8,250	27	-	27,21	6,11	22,5

Сроки ввода в эксплуатацию и сроки проведения освидетельствования основного оборудования котельных ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» представлены в табл. 1.2.2.4.

Таблица 1.2.2.4.

№ п/п	Наименование оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Срок продления ресурса
Паровая котельная № 1 НВФ ООО «АТЭС» Заводской проезд, 1				
1	котел № 7 ДКВр-6,5/13	1969	2022	4 года
2	котел № 8 ДКВр-6,5/13	1999	2019	4 года
3	котел № 5 ДКВр-6,5/13	1998	2022	4 года
4	котел № 15 ДКВр-6,5/13	1978	2020	4 года
5	котел № 16 Е-6,5-1,4 ГМ (ДКВр-6,5/13 ГМ)	2007	2022	4 года
Паровая котельная № 2 НВФ ООО «АТЭС» Заводской проезд, 1				
1	котел № 10 ДКВр-10/13 ГМ	-	-	-
2	котел № 11 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	2007	2020	4 года
3	котел № 12 Е-10-1,4 ГМ (ДКВр-10/13 ГМ)	2005	2020	4 года

4	котел № 13 ДКВр-10/13	1970	2022	4 года
5	котел № 14 ДКВр-10/13	1970	2022	4 года
Водогрейная котельная № 3 НВФ ООО «АТЭС» Заводской проезд, 1				
1	котел № 17 ПТВМ-30 М-4	1977	2019	4 года
2	котел № 18 ПТВМ-30 М-4	1977	2019	4 года
Водогрейная котельная НВФ ООО «АТЭС», Воронежское шоссе, 9				
1.	ПТВМ-30М №1	1985	2020	4 года
2.	ПТВМ-30М №2	1985	2019	4 года
3.	ДЕВ-25-14 ГМ №3	1982	-	-
4.	ДЕВ-25-14 ГМ №4	1984	-	-
5.	Аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-188с-16-225	2014	-	-
6.	Аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-188с-16-225	2014	-	-
7.	Аппарат теплообменный пластинчатый ЭТ-100с-16-221	2014	-	-

1.2.3. Схема выдачи тепловой мощности.

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1;
- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9.

Также водогрейные котельные выполняют функции подготовки химочищенной воды для подпитки тепловых сетей, выравнивают графики отпуска тепловой энергии в соответствии с температурным графиком, и выполняют функции резервирования тепловой мощности.

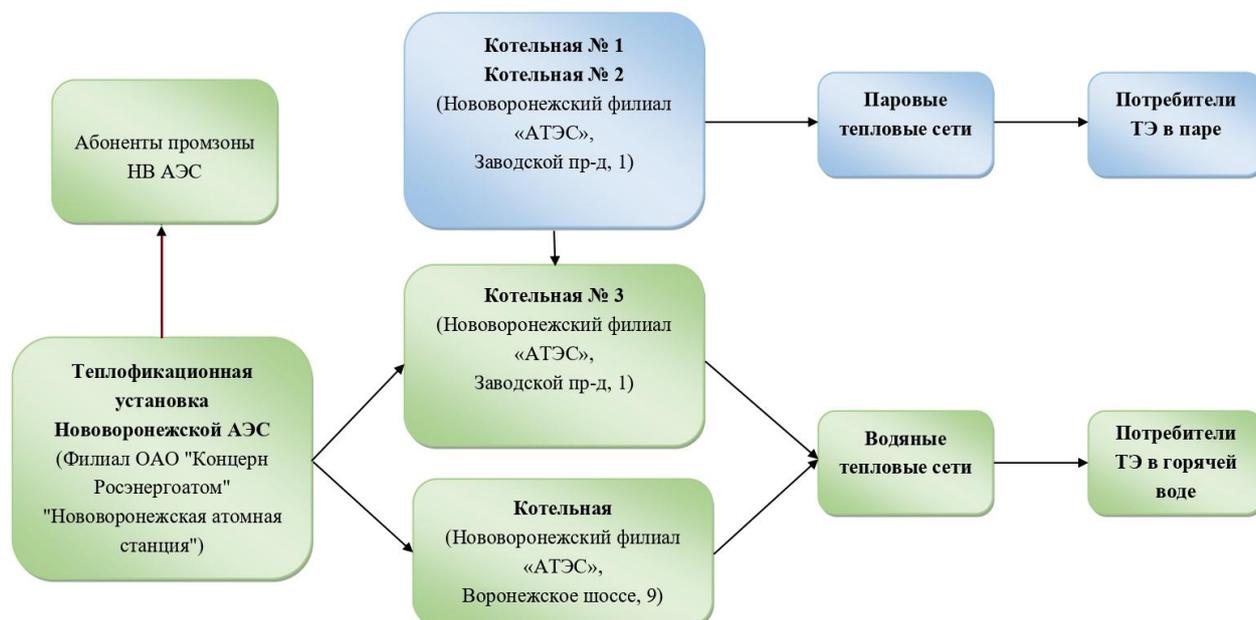


Рисунок 1.2.3.1. Принципиальная схема выдачи тепловой энергии источниками теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж

1.2.4. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1;
- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9.

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблоков, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с температурным графиком, приведенным ниже:

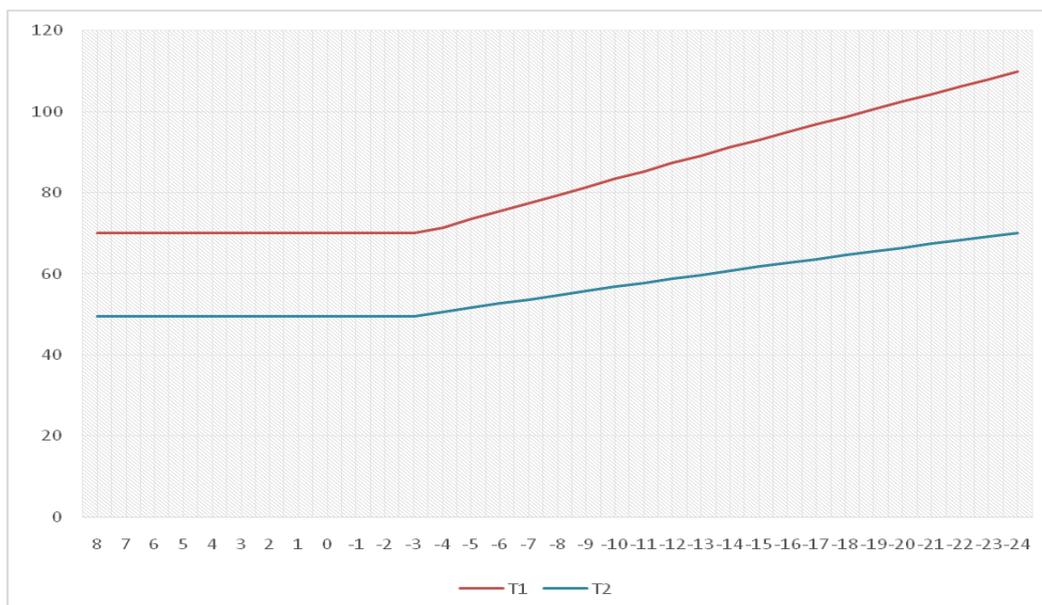


Рис. 1.2.4.1 Температурный график отпуска тепловой энергии от ТФУ НВАЭС, ТФУ НВАЭС-2

Таблица 1.2.4.1

Температурный график отпуска тепловой энергии от ТФУ НВАЭС, ТФУ НВАЭС-2

tn	T1	T2	Доля нагрузки, %
8	70,00	49,40	50
7	70,00	49,40	50
6	70,00	49,40	50
5	70,00	49,40	50
4	70,00	49,40	50
3	70,00	49,40	50
2	70,00	49,40	50
1	70,00	49,40	50
0	70,00	49,40	50
-1	70,00	49,40	50
-2	70,00	49,40	50
-3	70,00	49,40	50
-4	71,40	50,40	52
-5	73,40	51,50	55
-6	75,40	52,60	57
-7	77,40	53,60	60
-8	79,40	54,70	62
-9	81,40	55,70	64
-10	83,40	56,70	67
-11	85,30	57,70	69
-12	87,30	58,70	71
-13	89,20	59,70	74
-14	91,20	60,70	76
-15	93,10	61,70	79
-16	95,00	62,60	81
-17	96,90	63,60	83
-18	98,80	64,50	86
-19	100,70	65,40	88
-20	102,60	66,40	90
-21	104,40	67,30	93
-22	106,30	68,20	95
-23	108,10	69,10	98
-24	110,00	70,00	100

T1 – температура сетевой воды в прямом трубопроводе тепловой сети;

T2 – температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловой сети;

tn – нормативная температура наружного воздуха.

Водогрейные котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» работают в пиковом режиме для догрева теплоносителя (горячая вода) до требуемой температуры согласно приведенному ниже утвержденному температурному графику, а также в периоды плановых и внеплановых отключений энергоблока.

Температурный график для теплосети внешних (сторонних) потребителей от котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»

tn	T1150	T270	T395	T3105	T265	T385
8	70,0	45,0	52,8	56,0	43,1	49,4
7	70,0	44,4	52,4	55,7	42,4	48,9
6	70,0	43,8	52,0	55,4	41,8	48,4
5	70,0	43,2	51,6	55,0	41,2	48,0
4	70,0	42,6	51,2	54,7	40,6	47,5
3	70,0	42,0	50,8	54,0	40,0	47,0
2	71,3	42,2	51,3	55,3	40,3	47,1
1	74,2	43,3	53,0	57,2	40,8	48,9
0	77,2	44,4	54,7	59,2	41,8	50,0
-1	80,1	45,5	56,3	61,1	42,8	51,4
-2	83,0	46,6	58,0	62,9	43,8	52,9
-3	85,9	47,7	59,7	64,8	44,8	54,5
-4	88,8	48,8	61,3	66,7	45,7	55,7
-5	91,7	49,9	62,9	68,5	46,7	57,2
-6	94,5	50,9	64,5	70,3	47,6	58,6
-7	97,4	51,9	66,1	72,2	48,6	59,9
-8	100,2	53,0	67,7	74,0	49,5	61,3
-9	103,1	54,0	69,3	75,4	50,4	62,7
-10	105,9	55,0	70,9	77,5	51,3	64,1
-11	108,7	56,0	72,4	79,3	52,2	65,4
-12	111,5	57,0	74,0	81,1	53,1	66,8
-13	114,3	57,9	75,5	82,8	54,0	68,1
-14	117,1	58,9	77,1	84,6	54,3	69,5
-15	119,9	59,9	78,6	86,3	55,8	70,3
-16	122,6	60,8	80,1	88,1	56,6	72,1
-17	125,4	61,8	81,7	89,8	57,5	73,4
-18	128,2	62,7	83,2	91,5	58,4	74,7
-19	130,9	63,6	84,7	93,2	59,2	76,0
-20	133,7	64,6	86,2	94,9	60,1	77,3
-21	136,4	65,5	87,6	96,6	60,9	78,6
-22	139,1	66,4	89,1	98,3	61,7	79,9
-23	141,9	67,3	90,6	100,0	62,6	81,2
-24	144,6	68,2	92,1	101,7	63,4	82,5
-25	147,3	69,1	93,5	103,3	64,2	83,7
-26	150,0	70,0	95,0	105,0	65,0	85,0

tn – температура наружного воздуха;

T1₁₅₀ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе;

T2₇₀, T2₆₅ – температура сетевой воды в обратном трубопроводе;

T3₉₅, T3₁₀₅, T3₈₅ – температура сетевой воды после элеватора.

Режим № 1 (зимний)

Режим № 1 осуществляется в отопительный период в диапазоне температур наружного воздуха от +8°C до -24°C. В отопительный период в работе находятся два сетевых насоса СНТ-1,2(3,4).

Средняя температура прямой сетевой воды за ТФУ (Тп.с.) контролируется и задается начальником смены участка – котельная № 2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1). Нагрев прямой сетевой воды до нормативной температуры при заданной температуре наружного воздуха производится в водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

Регулирование тепловой производительности ТФУ, поддержание температуры прямой сетевой воды в соответствии с Температурным графиком отпуска тепловой энергии от ТФУ НВАЭС (табл. 1.2.4.1) осуществляется изменением количества бойлеров, включенных по пару.

Режим № 2 (летний)

Режим № 2 осуществляется в летний период для целей горячего водоснабжения потребителей городского округа г. Нововоронеж и сторонних потребителей промзоны НВАЭС. В работе находится один сетевой насос СНТ-1(2,3,4) и включен по паре один бойлер БТФ-2(3). Если энергоблок № 4 остановлен, по паре включен бойлер БТФ-4(1) от энергоблока № 5.

В режиме № 2 насосы ПНС не работают.

В режиме № 2 водогрейные котлы находятся в резерве. На котельных включен один сетевой насос СН-3(4).

При переходе из режима № 1 в режим № 2 на котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1) отключены два водогрейных котла ПТВМ-30М, включены в работу два сетевых насоса СН-1 и ЛСН. На ПНС остановлены насосы НПСВ-1(2,3) и НОСВ-4(5,6). На ТФУ НВАЭС в работе два бойлера БТФ-2,3 или БТФ-1,4 и два сетевых насоса СНТ-1,2(3,4).

Отпуск тепловой энергии в режиме № 1 и «переходном» режиме осуществляется методом качественного регулирования – при постоянном гидравлическом режиме меняется температура подогретой в БТФ-1÷4 сетевой воды. В режиме № 2 отпуск тепловой энергии осуществляется методом количественного регулирования – при постоянной температуре меняется расход сетевой воды.

График совместной работы базового и пиковых источников тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Нововоронеж

Таблица 1.2.4.4.

t _{н.в.} , °C	t ₁ базового источника, °C	t ₁ пиковых источников, °C	t ₂ , °C
8	70,00	70,0	45,0
7	70,00	70,0	44,4
6	70,00	70,0	43,8
5	70,00	70,0	43,2
4	70,00	70,0	42,6
3	70,00	70,0	42,0
2	70,00	71,3	42,2
1	70,00	74,2	43,3
0	70,00	77,2	44,4
-1	70,00	80,1	45,5
-2	70,00	83,0	46,6
-3	70,00	85,9	47,7
-4	71,40	88,8	48,8

$t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	t_1 базового источника, $^\circ\text{C}$	t_1 пиковых источников, $^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$
-5	73,40	91,7	49,9
-6	75,40	94,5	50,9
-7	77,40	97,4	51,9
-8	79,40	100,2	53,0
-9	81,40	103,1	54,0
-10	83,40	105,9	55,0
-11	85,30	108,7	56,0
-12	87,30	111,5	57,0
-13	89,20	114,3	57,9
-14	91,20	117,1	58,9
-15	93,10	119,9	59,9
-16	95,00	122,6	60,8
-17	96,90	125,4	61,8
-18	98,80	128,2	62,7
-19	100,70	130,9	63,6
-20	102,60	133,7	64,6
-21	104,40	136,4	65,5
-22	106,30	139,1	66,4
-23	108,10	141,9	67,3
-24	110,00	144,6	68,2
-25	110,00	147,3	69,1
-26	110,00	150,0	70,0

Фактически с 2011–2012 г. теплоснабжение осуществляется со срезкой температурного графика на уровне 110 $^\circ\text{C}$, что обусловлено отсутствием или неисправностью регуляторов температуры в тепловых пунктах зданий.

1.2.5. Среднегодовая загрузка оборудования.

Среднегодовая загрузка оборудования котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в 2022 году приведена в таблице 1.2.5.1.

Таблица 1.2.5.1

N п/п	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2022 год		
			Выработка тепла, Гкал	Число часов работы, час/год	Число часов использования УТМ, час.
1	Котельная (вода) Воронежское шоссе, 9	110	54890	5296	499
2	Котельная № 3 (вода) Заводской пр-д, 1	70	30104	2265	430
3	Котельные № 1, 2 (пар) Заводской пр-д, 1	47	27210	8424	579

1.2.6. Способ учета тепла, отпущенного в тепловые сети.

На котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1-3 (Заводской проезд, 1) учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, осуществляется при помощи приборов учета:

Ду300-город – вычислитель СТД(ВТД) №439В

Ду500- город – вычислитель СТД(ВТД) №439В

Ду500 ПНС-Агротехнология – вычислитель СТД(ВТД) №4BD7

Ду300 Промзона – вычислитель СТД(ВТД) №6749

Ду250 подпиточный трубопровод – вычислитель СТД(ВТД) №4BD1

Определение параметров энергоносителя осуществляется при помощи первичных преобразователей расхода, температуры и давления, устанавливаемых на технологических трубопроводах. Сигналы от первичных преобразователей по кабельным линиям связи поступают на тепловычислитель, где формируются расчетные и интегральные значения параметров энергоносителя, производится архивация и хранение данных.

На котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети, осуществляется при помощи тепловычислителя СПТ-961.2, выпускаемого ЗАО НПФ «ЛОГИКА».

Определение параметров энергоносителя осуществляется при помощи первичных преобразователей расхода, температуры и давления, устанавливаемых на технологических трубопроводах. Сигналы от первичных преобразователей по кабельным линиям связи поступают на тепловычислитель, где формируются расчетные и интегральные значения параметров энергоносителя, производится архивация и хранение данных.

Показания приборов узла учета тепловой энергии ежедневно фиксируются в журналах учета.

Применяемые в узлах учета тепловой энергии приборы соответствуют «Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя» и смонтированы в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

1.2.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии.

В течение последних пяти лет эксплуатации отказы оборудования источника тепловой энергии, повлекшие перерывы в теплоснабжении, не зарегистрированы.

1.2.8. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

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

Тепловые сети г. Нововоронежа преимущественно являются собственностью АО «Концерн Росэнергоатом НВ АЭС» и на данный момент эксплуатируются ф-дом «АТЭС-Нововоронеж» на правах долгосрочной аренды. Система теплоснабжения преимущественно открытая, тепловые сети двухтрубные, преимущественный тип прокладки тепловых сетей – подземная канальная.

Трубопроводы тепловой сети начали прокладываться с 1959 года, основная часть участков теплосетей введена в эксплуатацию с 60-х по 80-е годы, поэтому значительная доля сетей изношена и нуждается в реконструкции или капитальном ремонте.

Общая протяженность водяных тепловых сетей городского округа г. Нововоронеж, находящихся в ведении ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», составляет – 39,6 км (в двухтрубном исчислении).

Сводная информация о тепловых сетях в разрезе источников теплоснабжения представлена в таблице 1.3.1.1. Сведения о тепловых сетях промышленных предприятий отсутствуют.

№ п/п	Источник теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей (2-трубн.), м.	Средневзвешенный по материальной характеристике срок службы, лет	Доля ветхих сетей, %	Материальная хар-ка, м*м	Средний % износа
1	Котельная, Воронежское шоссе, 9	15 628,55	30	48	10 405,27	70,8
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1	24 006,22	33	93	9 390,92	73,7
	ИТОГО	39 634,77	31,8	76	19 796,19	72,2

1.3.2.Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Общая схема тепловых сетей г. Нововоронежа представлена на рисунке 1.3.2.1 и в приложении 1.

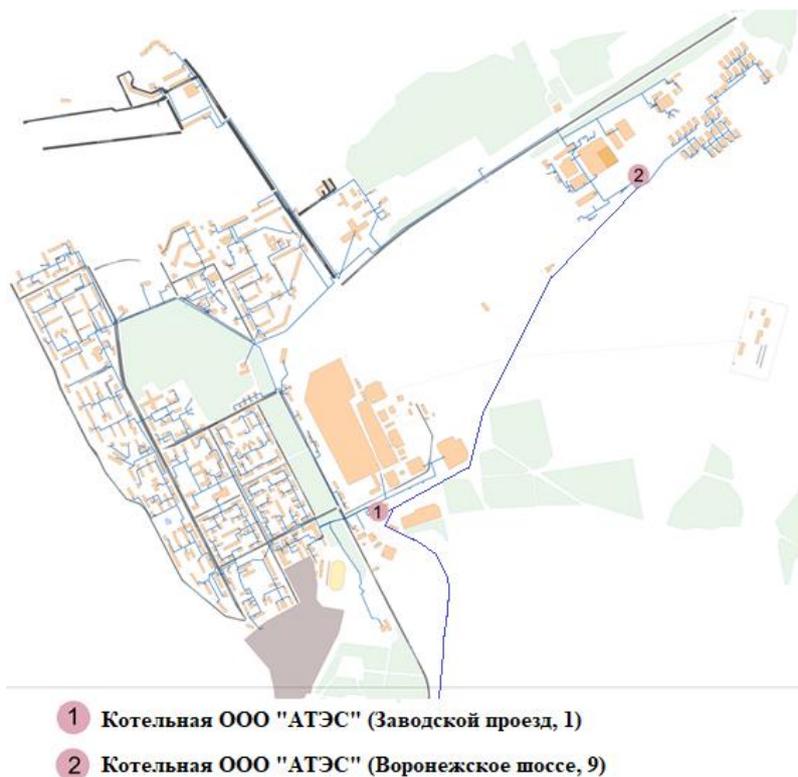


Рисунок 1.3.2.1. Общая схема тепловых сетей г. Нововоронежа.

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

На момент актуализации в ведении ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» находятся 39,6 км тепловых сетей (в двухтрубном исчислении), из них 29,97 км являются ветхими сетями (работающими за пределами срока службы), что составляет 76 %.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет явления самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов. Изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты. С целью защиты основного слоя изоляции от влаги наружный слой выполнен из рубероида.

Ряд участков тепловых сетей, реконструированных за несколько лет, предшествующие текущему, выполнены предизолированными трубами в заводской теплоизоляции из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

Природно-климатические условия города соответствуют зоне умеренного климата, инженерно-геологические условия в целом благоприятны для строительства, так как геологический разрез представляет собой послойное размещение песков, супесей и суглинков. Степень коррозионной агрессивности грунтов на глубине 2,0 м – низкая. Нормативная глубина промерзания грунтов для территории – 1,64 м. Следовательно, опасные и неблагоприятные физико-геологические процессы, отрицательно влияющие на строительство и эксплуатацию тепловых сетей, а также специфические грунты на территории отсутствуют.

1.3.4.Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Основным видом секционирующей арматуры на тепловых сетях г. Нововоронежа являются стальные задвижки с ручным приводом. Перечень секционирующей арматуры, установленной на тепловых сетях, представлен в таблице 1.3.4.1.

Таблица 1.3.4.1

	Расположение	Тип арматуры	Д, мм	Р _у , кгс/см ²	Кол-во
Тепловые сети от Котельной № 3 ООО "АТЭС - Нововоронеж" (Заводской проезд, 1)	ТК-3	задвижка	500	16	4
	ТК-4	кран шаровый	300	16	2
	ТК-5	кран шаровый	300	16	2
	ТК-8	задвижка	250	16	2
	ТК-13	задвижка	250	16	2
	ТК-19/1	задвижка	200	16	2
	ТК-21	кран шаровый	200	16	2
	ТК-29	задвижка	300	16	4
Тепловые сети от Котельной ООО	ТК-35	задвижка	500	16	2
	ТК-8	задвижка	500	16	2

	Расположение	Тип арматуры	Д _у , мм	Р _у , кгс/см ²	Кол-во
"АТЭС - Нововоронеж" (Воронежское шоссе, 9)	ТК-10	здвижка	400	16	2
	ТК-13	здвижка	500	16	2
	ТК-15	здвижка	300	16	2
		кран шаровый	100	16	2
	ТК-34	здвижка	300	16	2
здвижка		150	16	1	

Защита тепловых сетей от превышения давления отсутствует.

Регулирующая арматура на тепловых сетях г. Нововоронежа на данный момент отсутствует.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на тепловых сетях установлены теплофикационные камеры, в которых располагаются узловые соединения трубопроводов, стальные задвижки, спускные и воздушные устройства. Теплофикационные камеры выполнены из сборных железобетонных конструкций, материал стен теплофикационных камер – кирпич.

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

Отпуск тепловой энергии в режиме № 1 (зимний) и «переходном» режиме осуществляется методом качественного регулирования – при постоянном гидравлическом режиме меняется температура подогреваемой в БТФ-1÷4 сетевой воды. Применение качественного регулирования обусловлено элеваторной схемой присоединения потребителей тепловой энергии.

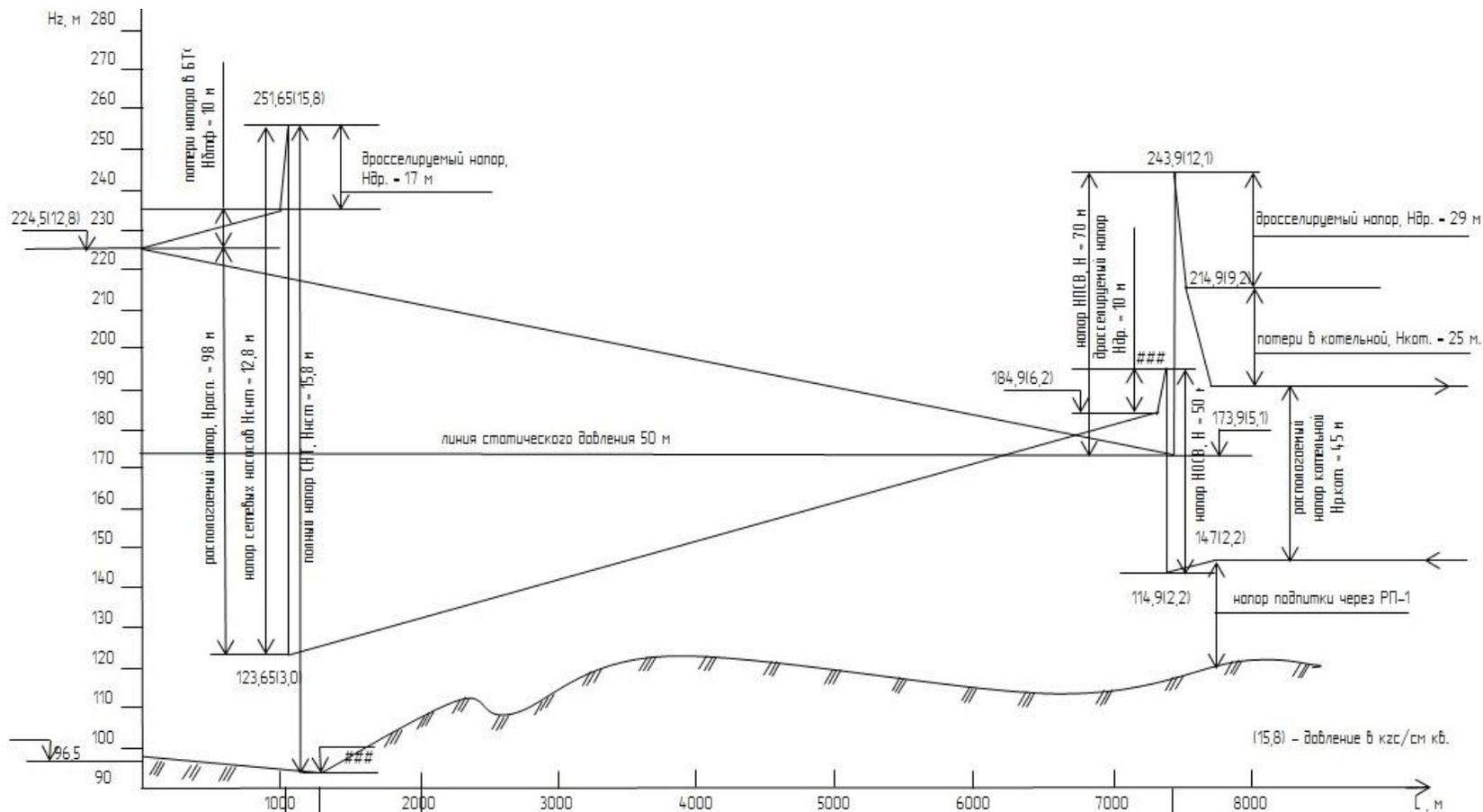
В режиме № 2 (летний) отпуск тепловой энергии осуществляется методом количественного регулирования – при постоянной температуре меняется расход сетевой воды. Это обусловлено присоединением систем ГВС части потребителей по открытой схеме.

Утвержденный температурный график представлен в таблице 1.2.4.3

Фактически с 2011 – 2012 гг. теплоснабжение осуществляется со срезкой температурного графика на уровне 110°C, что обусловлено отсутствием или неисправностью в тепловых пунктах домов устройств для регулирования температуры воды для отопления и ГВС, и применением в тепловых сетях труб из полимерных материалов.

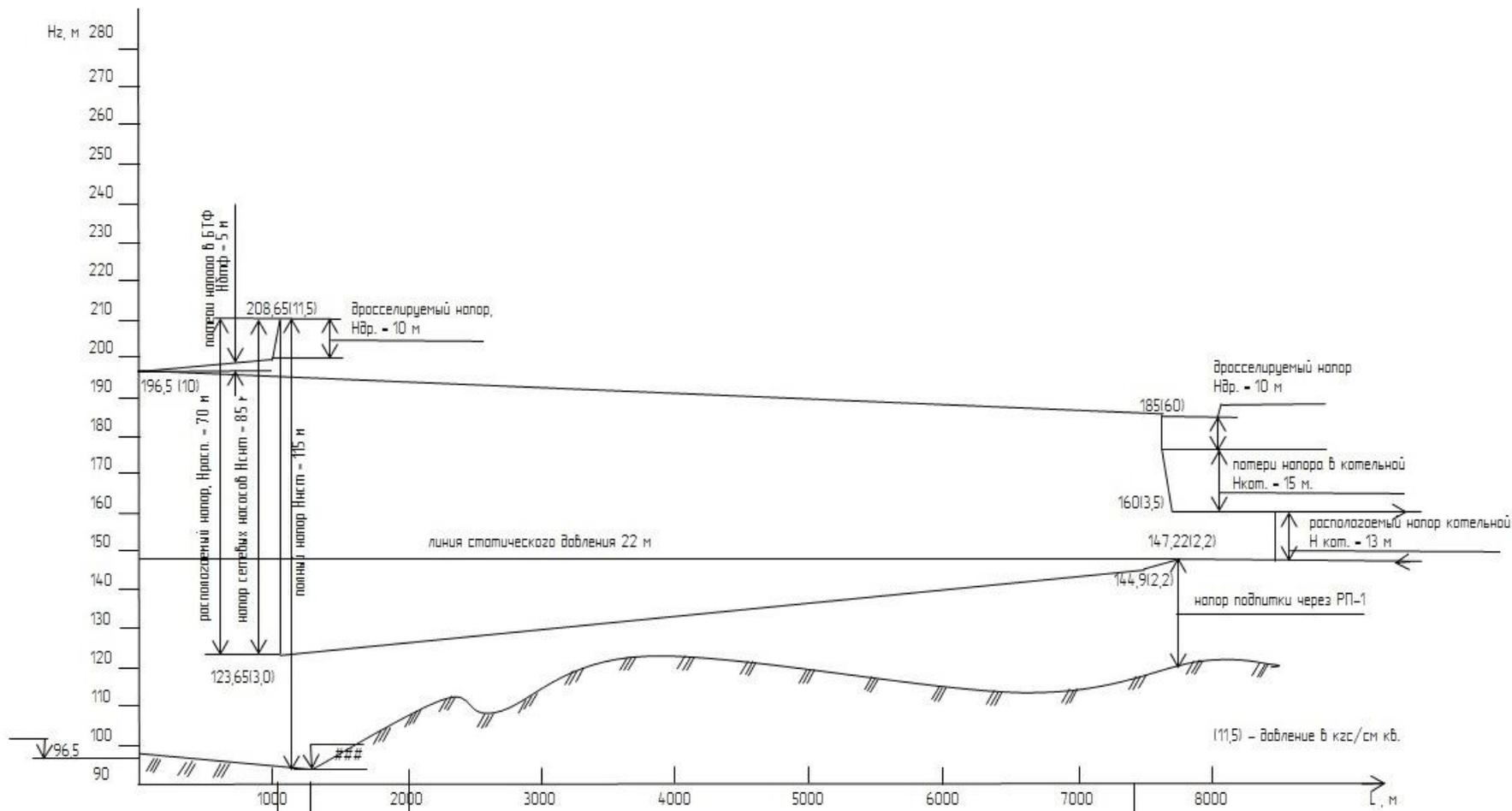
1.3.7. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики к гидравлическим режимам тепловой сети от ТФУ НВАЭС до ПНС перед котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) представлены на рис. 1.3.7.1 – 1.3.7.2.



1	Абсолютная отметка поверхности земли	96,5 (РТЦ-2)	93,65 АД "Рыболов томник"	105,6 (ТАР, ОРЧ-500, ВЧ, ПЧ)	110 (НВЭС-2)	122,9 (ПНС)	125 (котельные)
2	Номер участка	1	2	3	4	5	-
3	Диаметр трубопровода, мм	700	700	700	250	700	-
4	Длина участка, м	1050	30	970	5373		-
5	Расход теплоносителя	2640	2640	2610	2560		-

Рисунок 1.3.7.1. Пьезометрический график тепловой сети Ду700 (НВЭС-ПНС). Режим № 1 (зимний)



1	Абсолютная отметка поверхности земли	96,5 (РТЦ-2)	93,65 АО "Рыболов"	105,6 (НВУТЦ ОРУ-500, 110 (НВ АЭС-2))	122,9 (ПНС)	125 (котельные)
2	Номер участка	1	2	3	4	5
3	Диаметр трубопровода, мм	700	700	700	250	700
4	Длина участка, м	1050	30	970	5373	-
5	Расход теплоносителя	1500	1500	1500	1500	-

Рисунок 1.3.7.1. Пьезометрический график тепловой сети Ду700 (НВАЭС-ПНС). Режим № 2 (летний)

Насосы, установленные на ПНС, обеспечивают необходимый располагаемый напор на водогрейных котельных, в тепловых сетях.

На данный момент в г. Нововоронеже наблюдается разрегулированность системы теплоснабжения и теплопотребления в целом. Это связано с тем, что последние мероприятия по регулировке системы теплоснабжения проводились в 1991 г. для тепловых сетей от Котельной № 3 (Заводской проезд, 1) и в 2002 г. для тепловых сетей от Котельной по Воронежскому шоссе, 9. В процессе эксплуатации системы теплоснабжения производились подключения новых потребителей тепловой энергии, изменялись тепловые нагрузки уже существующих потребителей, а также ухудшалась пропускная способность трубопроводов в связи со сроком их эксплуатации. Перечисленные выше факторы негативно сказались на качестве теплоснабжения в г. Нововоронеже, а также явились причиной неравномерной подачи тепловой энергии потребителям.

Гидравлические расчеты тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения проведены для температурных графиков 150/70°C и 110/70°C. Исходные данные для расчетов приведены в табл. 1.3.7.1.

Таблица 1.3.7.1

Водогрейные котельные	Перепад давлений на источнике теплоты кгс/см ²	Температурный график	Утвержденные потери в тепловых сетях, %	Расчетный расход теплоносителя с учетом потерь, т/ч
Котельная (Воронежское шоссе, 9) – теплоноситель вода	6,6/2,3	150/70	14	698
	6,6/2,3	110/70	14	1241
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель вода	6,5/2,2	150/70	15	1295
	6,5/2,2	110/70	15	2323

Гидравлический расчет тепловых сетей от водогрейной котельной (Воронежское ш., 9) на температурный график 150/70°C показал, что магистральные участки трубопроводов от источника тепла до ТК-10 диаметром Ду500 мм с учетом существующей нагрузки потребителей работают в оптимальном режиме. Скорость теплоносителя на этом отрезке в подающем трубопроводе составляет 0,7-1 м/с.

Магистральные участки сети от ТК-10 до ТК-15 диаметром Ду600 мм и от ТК-15 до ТК-22 диаметром Ду300 мм, а также большинство кварталных сетей имеют запас пропускной способности с целью подключения перспективных нагрузок.

Суммарные потери напора в сетях до наиболее удаленного потребителя (МКЖД ул. 141 Стрелковой дивизии, 7) составляют 11,2 м в.ст, располагаемый напор – 31,8 м.

Гидравлический расчет тепловых сетей от водогрейной котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) на температурный график 150/70°C показал, что магистральные участки трубопроводов диаметром Ду500 мм с учетом существующей нагрузки потребителей работают в оптимальном режиме. Скорость теплоносителя в подающем трубопроводе составляет 0,7-1,7 м/с. Тепловая сеть от ТК-28 до ТК-21 и от ТК-12 до ТК-17А диаметром Ду300 мм имеет запас пропускной способности. Располагаемый напор у наиболее удаленных потребителей составляет 29,9 м в.ст. (МСЧ № 33, ул. Космонавтов, 18), 28,5 м в.ст. (СОШ-2, ул. Набережная, 14)

Пьезометрические графики тепловых сетей от источников тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей при температурном графике 150/70°C представлены на рис. 1.3.7.1 - 1.3.7.3.

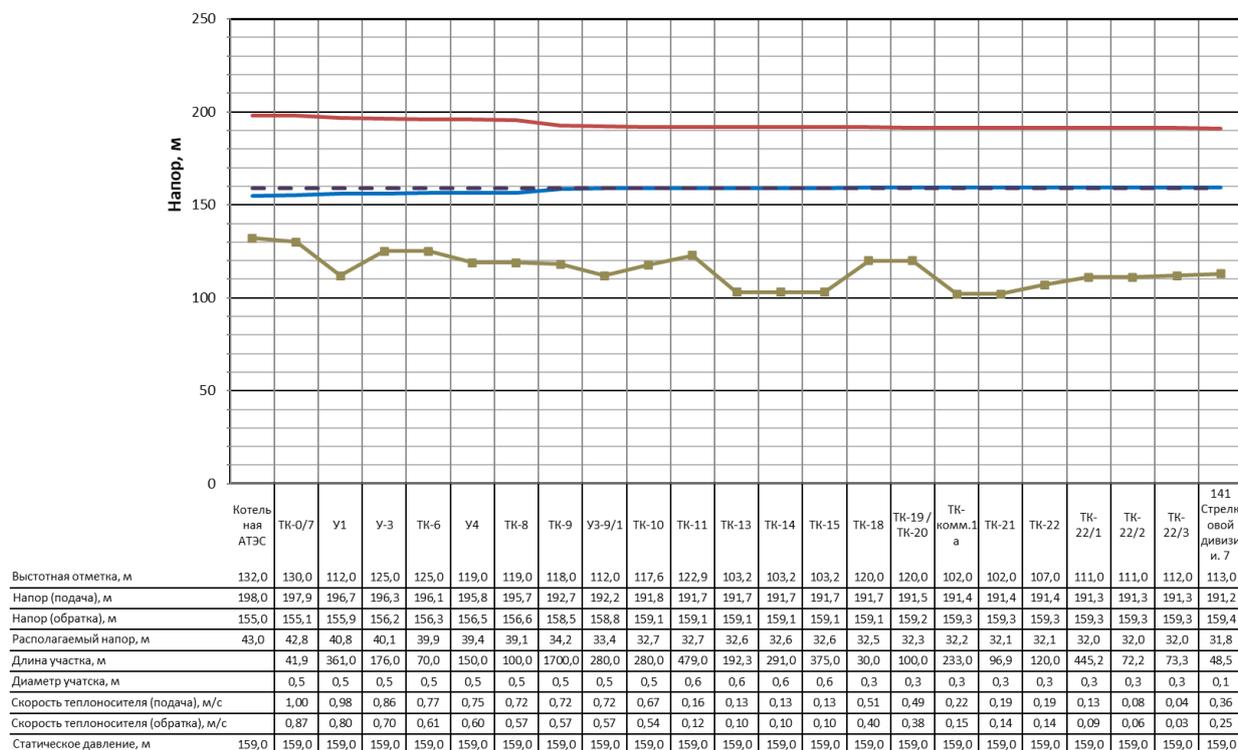


Рис. 1.3.7.1. Пьезометрический график тепловой сети от котельной (Воронежское ш., 9) до МКЖД (ул. 141 Стрелковой дивизии, 7) при температурном графике 150/70°C.

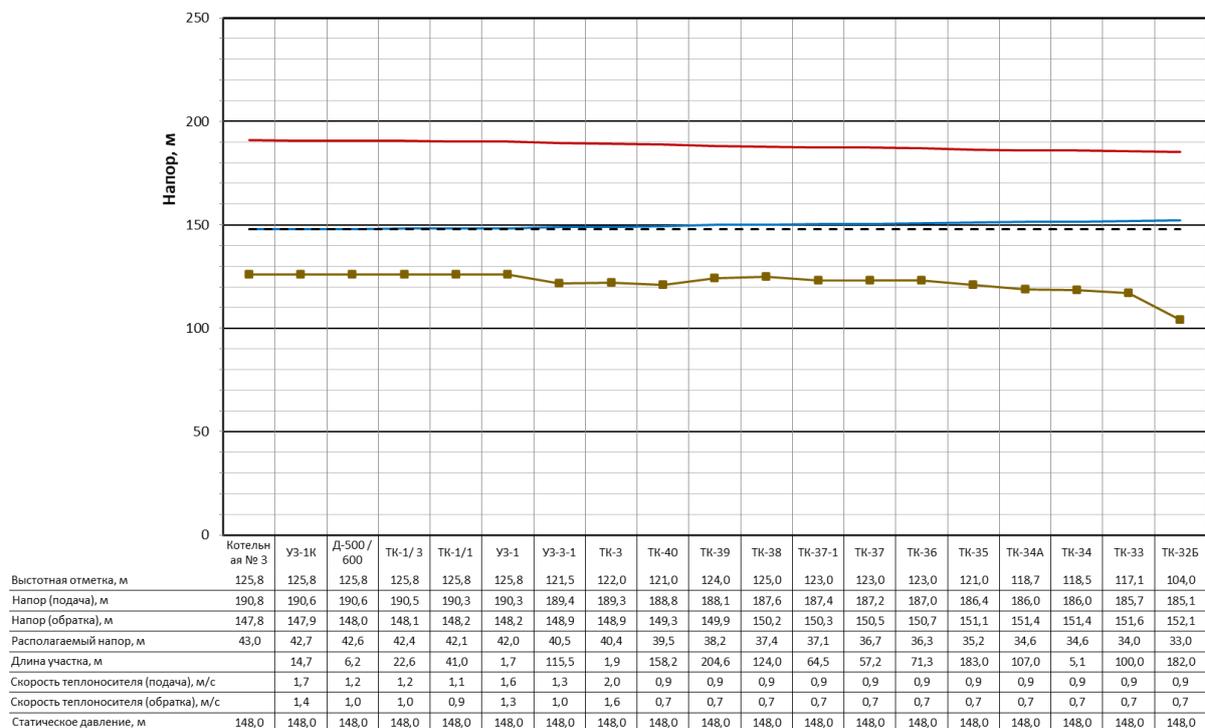


Рис. 1.3.7.2. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до Медсанчасти 33 (ул. Космонавтов, 18) при температурном графике 150/70 °С.

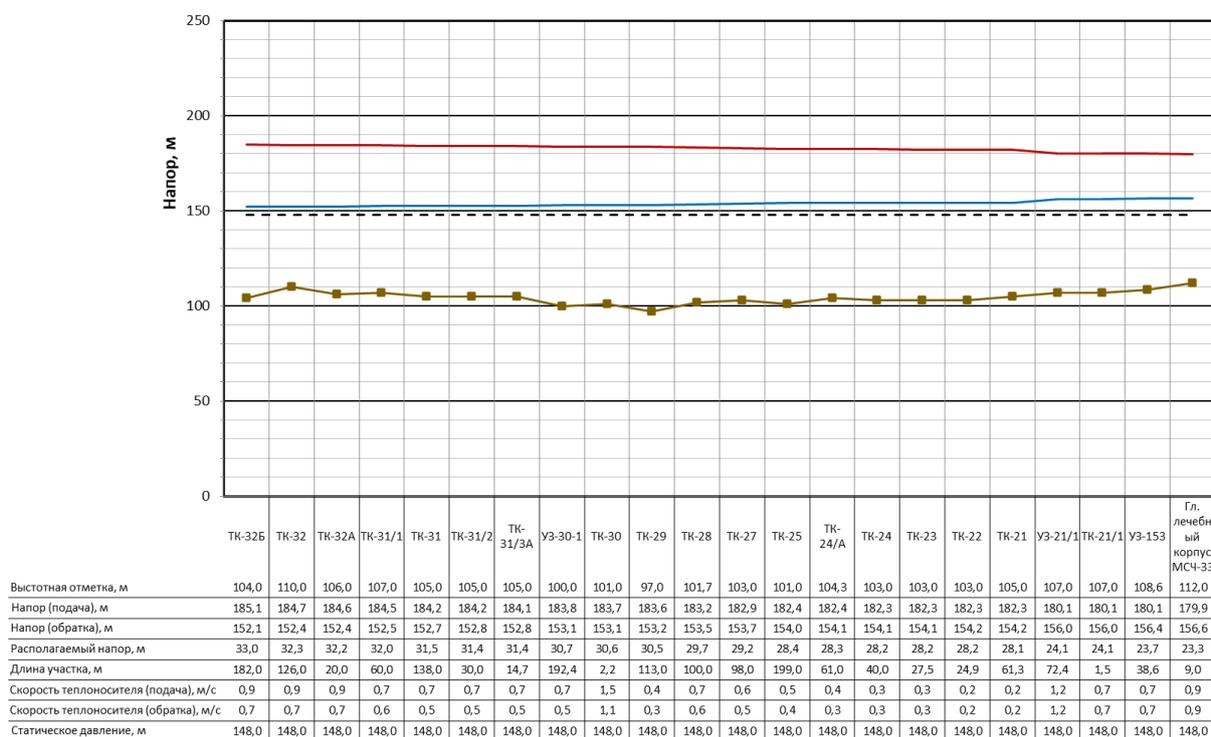


Рис. 1.3.7.2. (продолжение)

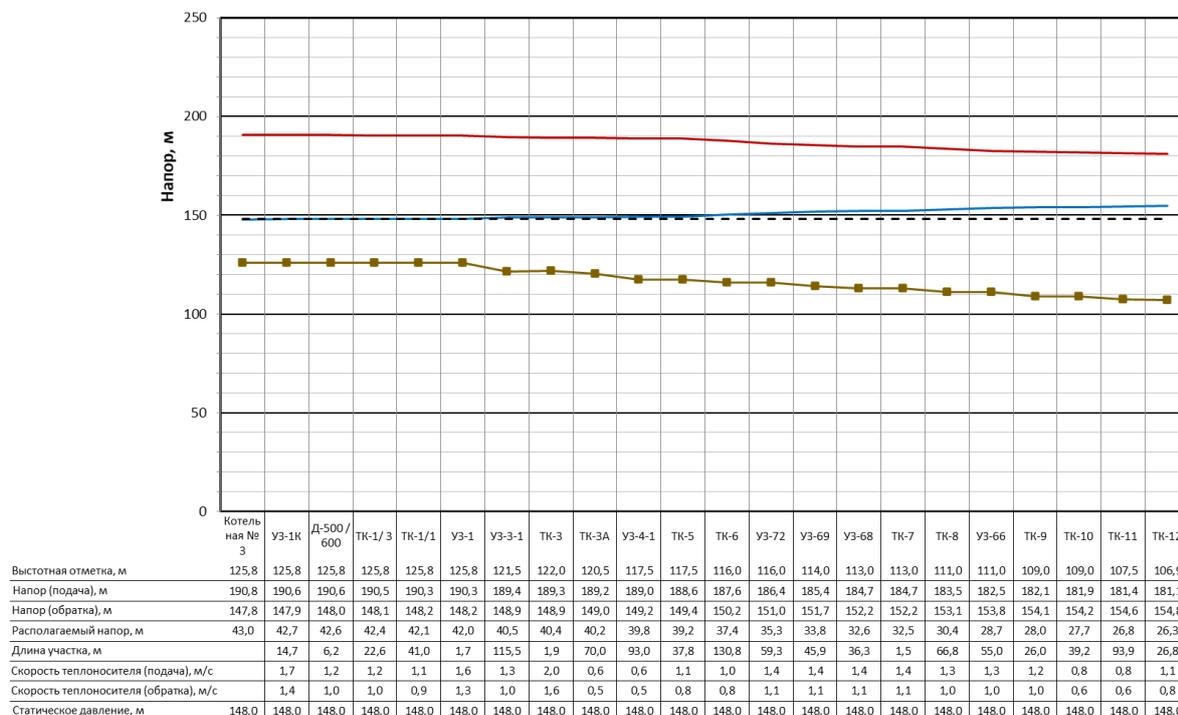


Рис. 1.3.7.3. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) при температурном графике 150/70 °С.

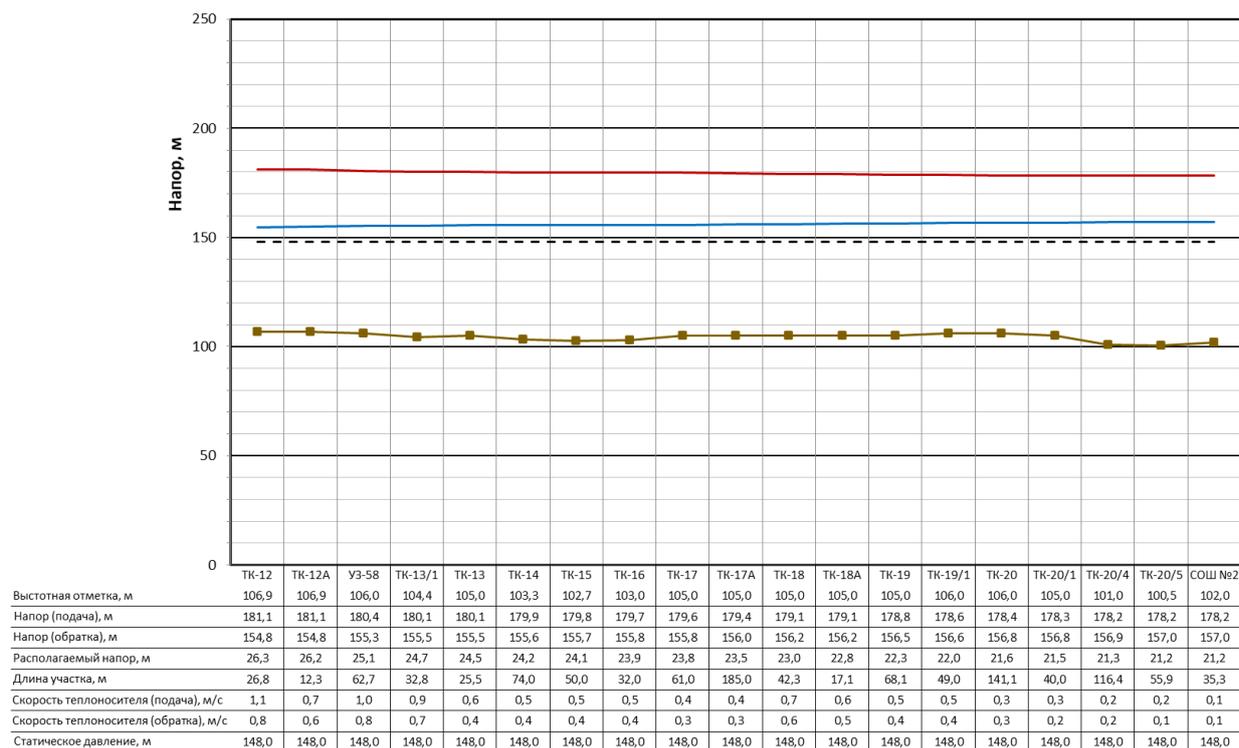


Рис. 1.3.7.3. (продолжение).

В соответствии с гидравлическим расчетом, проведенным на фактический температурный график со срезкой на уровне 110°C, что обусловлено отсутствием или неисправностью регуляторов температуры в тепловых пунктах зданий, а также применением для отдельных участков сети трубопроводов из полимерных материалов, расход теплоносителя на участках тепловых сетей увеличивается. Скорость теплоносителя на магистральных участках трубопроводов от котельной (Воронежское ш., 9) до ТК-10 диаметром Ду500 мм в подающем трубопроводе составляет 1,3-1,8 м/с, суммарные потери напора увеличиваются. Располагаемые напоры у конечных потребителей недостаточны для обеспечения качественного теплоснабжения.

Скорость теплоносителя на магистральных участках трубопроводов от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до ТК-3 диаметром Ду500 мм и от ТК-6 до ТК 9 диаметром Ду250-300 мм в подающем трубопроводе составляет 2,0-3,4 м/с. Суммарные потери напора увеличиваются. Располагаемые напоры у конечных потребителей недостаточны для обеспечения качественного теплоснабжения.

Пьезометрические графики тепловых сетей от источников тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей при температурном графике со срезкой на уровне 110 °С представлены на рис. 1.3.7.4 - 1.3.7.6.

Для обеспечения качественного теплоснабжения следует предусмотреть предлагаемые ниже мероприятия:

- увеличить располагаемый напор на источниках теплоснабжения на 20 м в.ст. (замена насосного оборудования на более мощное не требуется);
- рассмотреть возможность изменения температурного графика отпуска тепловой энергии от водогрейных котельных на повышенный относительно 110/70°C при приведении технического состояния систем теплоснабжения в соответствие с требованиями по эксплуатации;
- в случае проведения реконструкции магистральных участков тепловых сетей предусмотреть замену на трубопроводы с большим диаметром;
- после выполнения любого из предложенных мероприятий необходимо проведение наладочно-регулирующих работ.

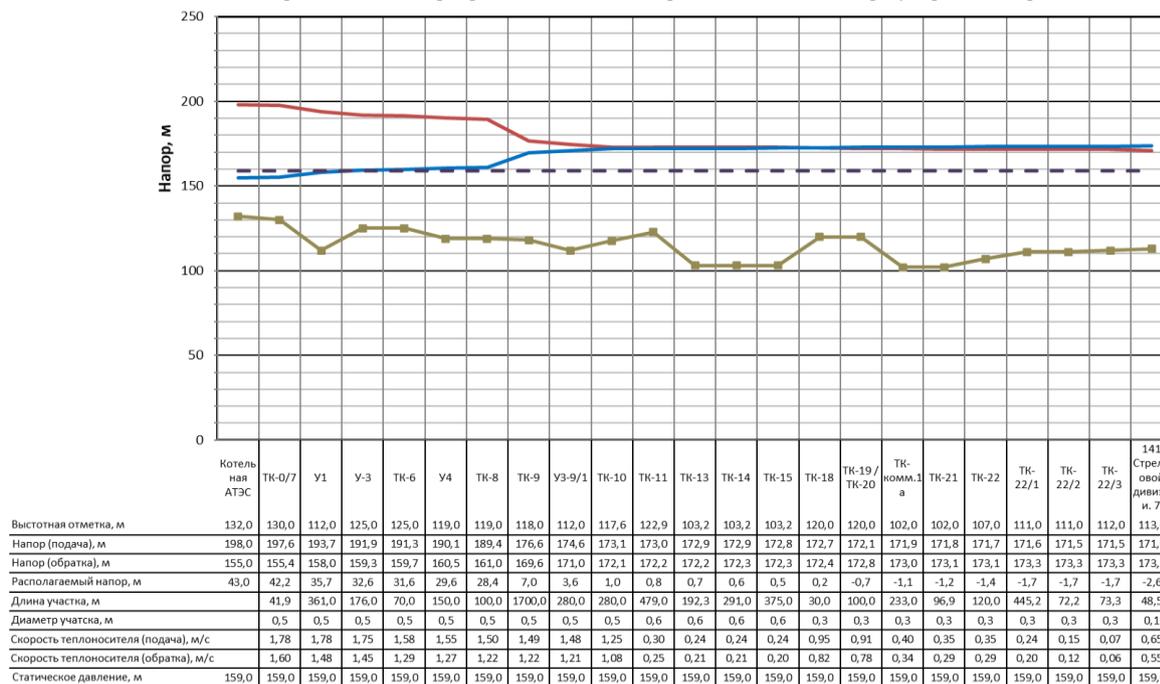


Рис. 1.3.7.4. Пьезометрический график тепловой сети от котельной (Воронежское ш., 9) до МКЖД (ул. 141 Стрелковой дивизии, 7) при температурном графике со срезкой на уровне 110 °С.



Рис. 1.3.7.5. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до Медсанчасти 33 (ул. Космонавтов, 18) при температурном графике со срезкой на уровне 110 °С.

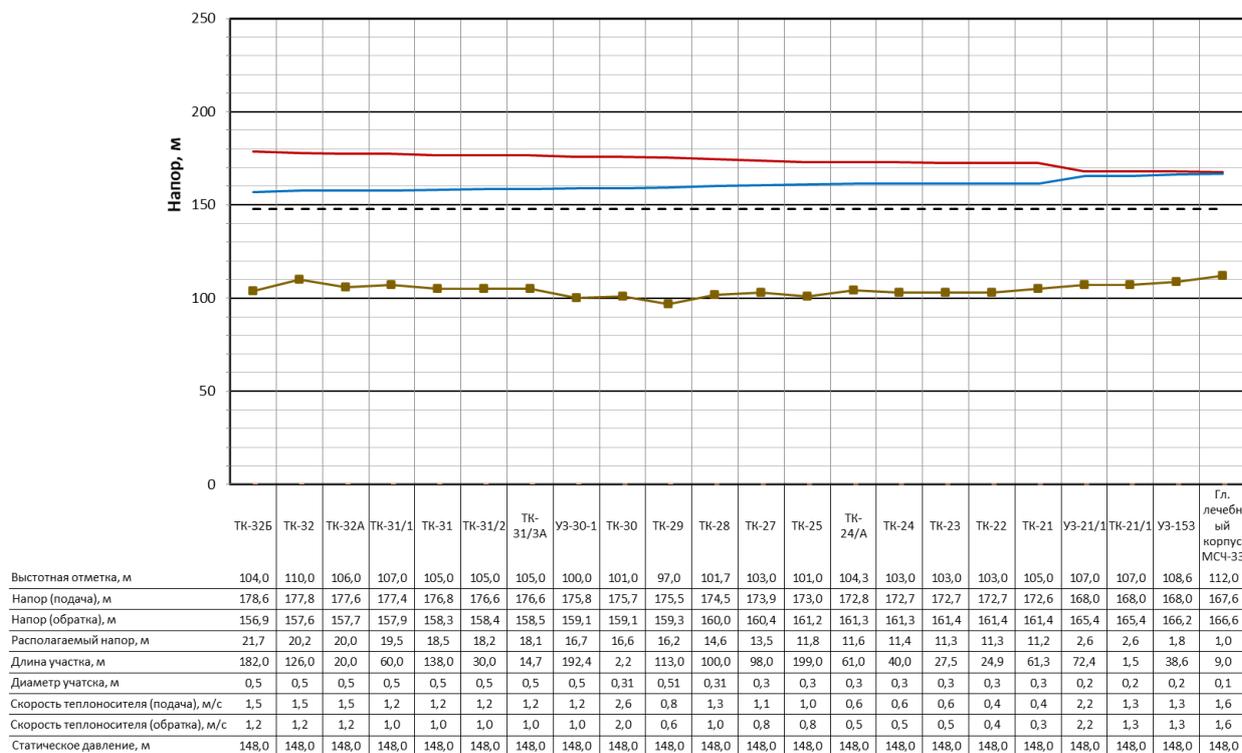


Рис. 1.3.7.5. (продолжение).

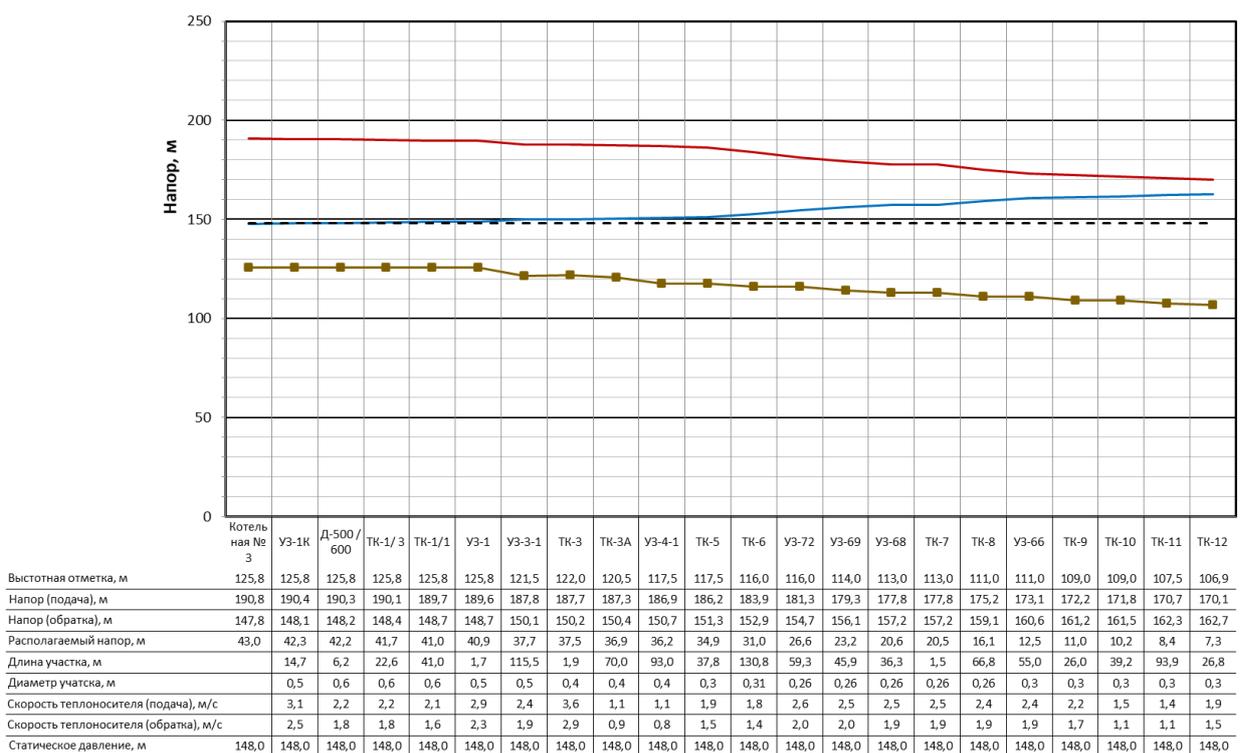


Рис. 1.3.7.6. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) при температурном графике со срезкой на уровне 110 °С

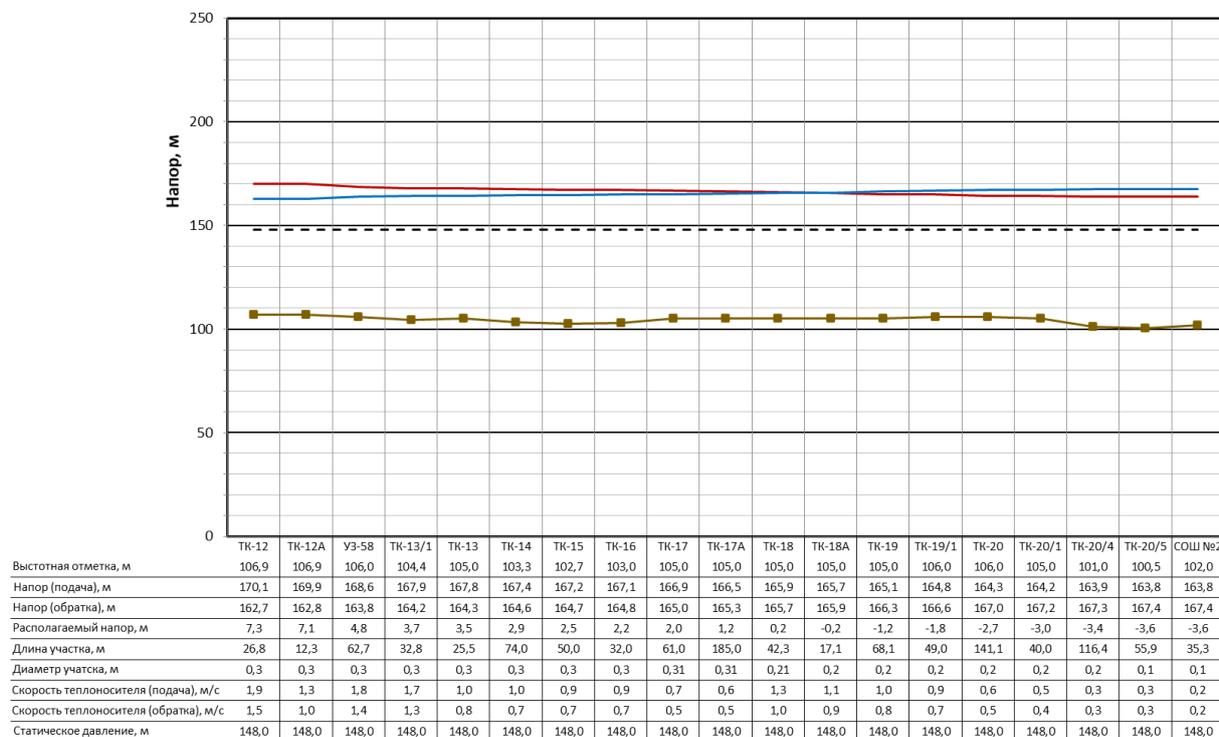


Рис. 1.3.7.б. (продолжение).

1.3.8. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов)

Согласно предоставленной статистике инцидентов на тепловых сетях в единой системе теплоснабжения в 2020 г. – 30 отказов, в 2021 г. – 48 отказов, за 2022 г. – 46 отказов. Сведения по количеству инцидентов в зависимости от диаметра трубопроводов приведены в табл. 1.3.8.1 и на диаграмме 1.3.8.1.

Таблица 1.3.8.2

Условный диаметр D_u , мм	Количество инцидентов, ед.			
	2020	2021	2022	ВСЕГО
50	5	3	10	18
70	1	2	5	8
80	3	3	5	11
100	4	10	2	16
125	0	2	0	2
150	2	5	6	13
200	6	1	2	9
250	0	0	1	1
300	0	5	5	10
500	7	3	10	20
600	2	14	0	16
Итого	30	48	46	124

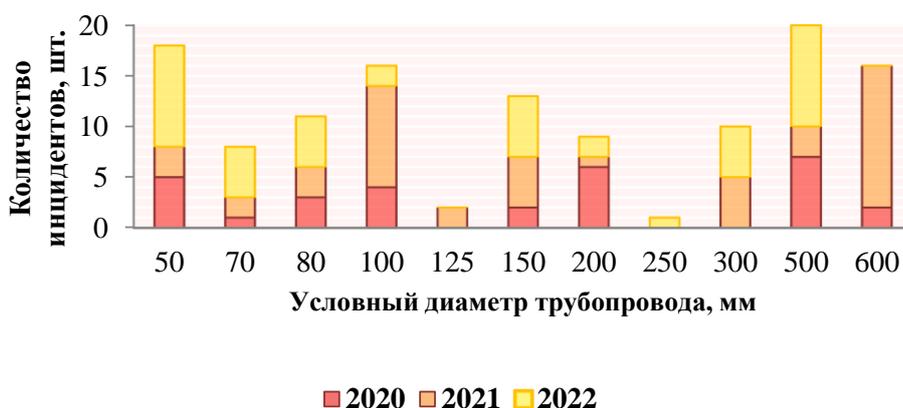


Диаграмма 1.3.8.1 Статистика инцидентов на тепловых сетях с распределением по диаметрам трубопроводов

Как видно из таблицы 1.3.8.1 наибольшее количество инцидентов приходится на квартальные сети диаметром D_u 50 мм, а также на магистральные тепловые сети D_u 500 мм, что приводит к отключению целых групп потребителей.

Сведения по количеству инцидентов в разрезе источников теплоснабжения приведены в табл. 1.3.8.1

Таблица 1.3.8.1

Наименование показателя	Количество повреждений, ед.		
	2020	2021	2022
котельная Воронежское шоссе, 9			
Повреждения в магистральнх тепловых сетях, в т.ч.:	2	18	7
в отопительный период	0	3	3

в межотопительный период	2	12	2
в период испытаний на плотность и прочность	0	3	2
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, в т.ч.:	7	11	4
в отопительный период	3	2	3
в межотопительный период	4	4	1
в период испытаний на плотность и прочность	0	5	0
Всего повреждения в тепловых сетях	9	29	11
Котельная № 3 Заводской пр-д, 1			
Повреждения в магистральных тепловых сетях, в т.ч.:	8	3	7
в отопительный период	2	0	1
в межотопительный период	6	1	3
в период испытаний на плотность и прочность	0	2	3
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, в т.ч.:	13	16	28
в отопительный период	8	5	11
в межотопительный период	5	6	11
в период испытаний на плотность и прочность	0	5	6
Всего повреждения в тепловых сетях	21	19	35

1.3.9. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Статистика восстановлений тепловых сетей совпадает со статистикой повреждений сетей, т.к. устранение дефектов в период эксплуатации сетей производится немедленно при выявлении повреждений. При этом восстановительные работы продолжают до полного устранения повреждения и подачи теплоносителя. Время устранения повреждения зависит от объема ремонтно-восстановительных работ и возможности оперативного отключения поврежденного участка. Продолжительность работ в целом зависит от необходимости проведения земляных работ, получения согласований и разрешений, от времени опорожнения поврежденного участка для подготовки рабочего места.

Время устранения инцидента на тепловых сетях централизованных систем теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж в соответствии со статистикой за 2020-2022 г. не превышает 6 час.

Суммарное за год время восстановления теплоснабжения после повреждения в тепловых сетях в отопительный период в зоне деятельности каждого источника теплоты представлено в таблице 1.3.9.1

Таблица 1.3.9.1

Зона деятельности источника теплоснабжения	Участки ТС	Суммарное время восстановления теплоснабжения после повреждения в тепловых сетях в отопительный период, ч		
		2020	2021	2022
Котельная (Воронежское шоссе, 9)	внутриквартальные	18	4	5,83
	магистральные	0	18,42	11,75
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)	внутриквартальные	48	30	43,83
	магистральные	12	0	6,5
В целом по единой системе теплоснабжения	внутриквартальные	66	34	49,67
	магистральные	12	18,42	18,25

1.3.10. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

Также для диагностики тепловых сетей ф-лом «АТЭС - Нововоронеж» применяется дополнительно метод акустической диагностики. Диагностика производится при помощи комплекса «КурСАР» производства НПК «КУРС-ОТ», который состоит из акустического регистратора и программного обеспечения. По завершению диагностики составляется технический отчет о состоянии участка теплосети с рекомендациями по замене наиболее ветхих участков. На данный момент около 30 % тепловых сетей прошли диагностику данным методом.

1.3.11. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

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

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

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

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

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

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;

- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Помимо испытаний на прочность и плотность в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, проводятся их испытания на максимальную температуру теплоносителя, на определение тепловых и гидравлических потерь 1 раз в 5 лет. Все испытания тепловых сетей выполняются раздельно и в соответствии с действующими методическими указаниями.

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

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

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

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.12.2008г. № 325. Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям. Разработка нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения независимо от присоединенной к ней расчетной часовой тепловой нагрузки.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям организаций, для которых передача тепловой энергии не является основным видом деятельности, оказывающим услуги по передаче тепловой энергии сторонним потребителям, подключенным к тепловым сетям предприятия, утверждаются Министерством в части, относящейся к сторонним потребителям. При этом технологические потери при передаче тепловой энергии для собственного потребления предприятия из указанных нормативов исключаются.

В случае передачи тепловой энергии собственным и сторонним потребителям не по выделенным теплопроводам нормативы технологических потерь распределяются пропорционально количеству тепловой энергии, передаваемой для собственного теплового потребления предприятия и сторонним потребителям.

В случае если энергопринимающие устройства потребителя тепловой энергии имеют опосредованное присоединение к сетям теплоснабжающей или теплосетевой организации, объем технологических потерь при передаче тепловой энергии в теплосетевом хозяйстве, через которое осуществляется такое присоединение, может рассчитываться в соответствии с настоящей Инструкцией отдельно от расчета нормативных технологических потерь, возникающих в тепловых сетях теплоснабжающей или теплосетевой организации.

Факт опосредованного присоединения потребителя к сетям теплоснабжающей или теплосетевой организации и использования теплопроводов для передачи тепловой энергии этому потребителю подтверждается документом компетентного органа администрации соответствующего муниципального образования, содержащим характеристики этих теплопроводов, являющихся частью тепловой сети на территории муниципального образования.

В нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии, включая принадлежащие последним трубопроводы тепловых сетей и тепловые пункты.

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

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

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматриваемыми такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

На 2024 год утвержденная норма тепловых потерь при транспортировке теплоносителя составляет:

- для системы теплоснабжения от котельной (Воронежское шоссе, 9) – 14,32%;
- для системы теплоснабжения от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) – 15,39%.

1.3.13. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Данные по фактическим потерям в ретроспективный период приведены в таблице 1.3.13.1.

Динамика увеличения потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя обусловлена высоким процентом ветхих сетей, требующих реконструкции.

Таблица 1.3.13.1.

Система теплоснабжения	2020				2021				2022			
	отпуск в сеть	потери в сетях		отпуск потреби-телям	отпуск в сеть	потери в сетях		отпуск потреби-телям	отпуск в сеть	потери в сетях		отпуск потреби-телям
		тыс. Гкал	тыс. Гкал			%	тыс. Гкал			тыс. Гкал	%	
Тепловые сети от Котельной № 3 ООО "АТЭС - Нововоронеж" (Заводской проезд, 1)	206,69	18,12	8,77	188,57	223,13	28,95	12,97	194,18	223,89	33,86	15,12	190,03
Тепловые сети от Котельной ООО "АТЭС - Нововоронеж" (Воронежское шоссе, 9)	90,83	11,82	13,01	79,01	100,56	19,20	19,09	81,36	90,98	12,67	13,92	78,31
В среднем по единой системе теплоснабжения	297,52	29,94	10,06	267,58	323,69	48,14	14,87	275,54	314,87	46,53	14,78	268,34

1.3.14. Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результатов их исполнения

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

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

подавляющее большинство потребителей тепловой энергии города Нововоронежа подключены по элеваторной схеме присоединения с открытым водоразбором ГВС, которая представлена на рисунке 1.3.15.1

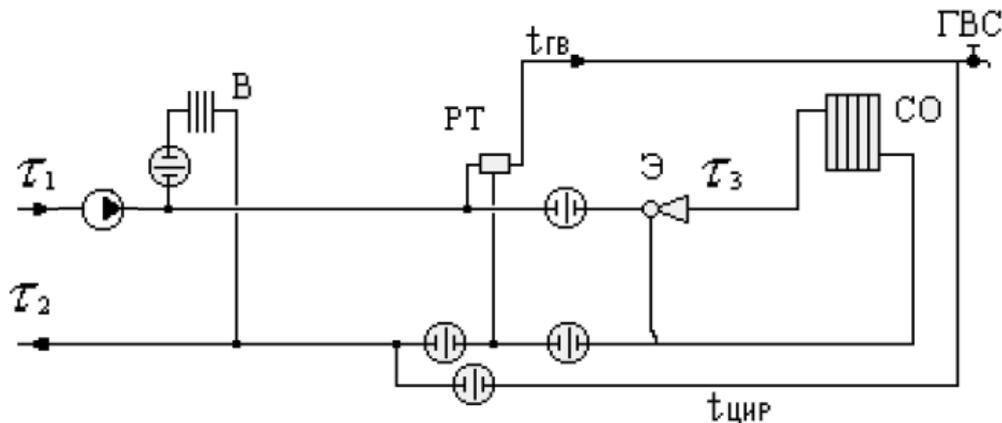


Рисунок 1.3.15.1 Схема присоединения потребителей

Поскольку утвержденный температурный график выдачи тепловой энергии для всех источников тепловой энергии 150/70 °С, то данная схема подключения позволяет снижать температуру теплоносителя перед подачей в системы отопления потребителей до 95 °С.

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

Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 № 261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчетчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учета тепловой энергии.

Сведения об оснащении общедомовыми приборами учета (ОДПУ) тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям г. Нововоронежа, по состоянию на момент актуализации представлены в таблице 1.3.16.1.

Таблица 1.3.16.1

№ п/п	Источник теплоснабжения	Количество потребителей		Количество потребителей, оснащенных ОПУ	
		Ед.		Ед.	%
1	Котельные, Заводской пр-д, 1	482		136	28
2	Котельная Воронежское шоссе, 9	92		26	28
ИТОГО по городскому округу		574		162	28

Как видно из таблицы 1.3.16.1, приборами учета тепловой энергии по состоянию на момент актуализации не оборудованы 412 потребителей (12 из которых не имеют возможности для оснащения ОДПУ), что составляет примерно 72 % от общего числа потребителей г. Нововоронежа.

Администрация городского округа город Нововоронеж в 2013 году утвердила план мероприятий по оснащению общедомовыми приборами учета холодной, горячей воды, тепловой энергии жилищного фонда г. Нововоронежа. Для реализации данного плана необходимо выполнить следующие мероприятия:

- ❖ Определение многоквартирных домов, подлежащих оснащению приборами учета;
- ❖ Выбор на конкурсной основе подрядной организации по проектированию, поставке оборудования, монтажу и наладке, сдаче в эксплуатацию оборудования;
- ❖ Определение порядка расчетов управляющих компаний с ресурсоснабжающими организациями за выполненные работы.

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

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Диспетчерские теплосетевых организаций оборудованы телефонной связью и доступом в интернет, принимают сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала.

Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств телемеханизации. Переключаемые участки тепловых сетей с ППУ изоляцией не имеют системы дистанционного контроля.

1.3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов

На текущий момент центральные тепловые пункты в городе Нововоронеж отсутствуют.

1.3.19. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

На данный момент предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, на тепловых сетях отсутствует. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления необходимо предусмотреть установку на тепловых сетях предохранительных клапанов, осуществляющих сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления, установку средств защиты от гидродара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов, а также расширительные баки, компенсирующие термическое расширение теплоносителя при нагреве.

1.3.20. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

По выявленным ранее бесхозяйным тепловым сетям организацией, уполномоченной на их эксплуатацию, определен ф-л «АТЭС – Нововоронеж».

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6.4

Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.

В границах города Нововоронежа действует единая система централизованного теплоснабжения, в которой функцию базового источника теплоснабжения выполняет теплофикационная установка НВАЭС.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ АЭС и (или) водогрейных котельных Нововоронежского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»:

- котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Также водогрейные котельные выполняют функции подготовки химочищенной воды для подпитки тепловых сетей, выравнивают графики отпуска тепловой энергии в соответствии с температурным графиком, и выполняют функции резервирования тепловой мощности.

Зоны действия водогрейных котельных в границах единой системы теплоснабжения показаны на рис. 1.4.1.



Рисунок 1.4.1. Зоны действия водогрейных котельных г. Нововоронежа

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.

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

В соответствии с данными СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на территории Воронежской области составляет -24°C .

Средняя температура наиболее холодного месяца составляет $-5,3^{\circ}\text{C}$.

Средняя температура отопительного сезона составляет $-2,4^{\circ}\text{C}$.

Продолжительность отопительного сезона равна 190 суткам.

Для оптимизации расчетов за расчетные элементы были приняты зоны действия источников теплоснабжения.

По данным ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», предоставленным на дату актуализации суммарная нагрузка потребителей на источники теплоснабжения составляет 0,546 Гкал/ч – теплоноситель пар и 131,832 Гкал/ч – теплоноситель вода, в том числе:

- Котельная (Воронежское шоссе, 9) – 46,313 Гкал/ч.
- Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1) – 85,519 Гкал/ч.

Перечень потребителей, подключенных к системам теплоснабжения г. Нововоронеж приведен в приложении 3.

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

Суммарная нагрузка потребителей, присоединенных к коллекторам ТФУ НВ АЭС составляет 2,6 Гкал/ч.

Суммарные значения нагрузок потребителей, присоединенных к системам теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» на момент актуализации и в ретроспективный период приведены в табл. 1.5.2.1.

№ п/п	Наименование источника	Год	Существующая нагрузка на момент актуализации, Гкал/ч					Всего
			Qот	Qв	Qтехн	Qгвс (ср)	Qпот	
1	Котельная (Воронежское шоссе, 9) – теплоноситель вода	2022	27,609	10,631	-	8,041	0,032	46,313
		2021	27,979	10,54	-	8,122	0,156	46,797
		2020	28,304	10,153	-	7,874	0,195	46,526
2	Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель вода	2022	63,587	7,687	0,141	13,835	0,270	85,519
		2021	63,674	7,499	0,141	12,305	0,267	83,886
		2020	63,364	6,674	0	12,021	0,238	82,297
3	Котельные № 1, 2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар	2022	0,546	-	-	-	-	0,546
		2021	0,544	-	-	-	-	0,544
		2020	1,144	-	0,051	-	-	1,200

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

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

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

Фактическое потребление тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии за 2022 год представлено в таблице 1.5.4.1.

Таблица 1.5.4.1

№ п/п	Наименование источника	Полезный отпуск (реализация), тыс. Гкал/год
1	Котельная ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9)	78,31
2	Котельная № 3 ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель вода	189,83
3	Котельные № 1, 2 ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар	0,199

1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления тепловой энергии для населения устанавливаются органами местного самоуправления в соответствии с требованиями Постановления №306 от 23 мая 2006 г. «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

Приказом Управления жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Воронежской области от 10.07.2013 № 116 установлены нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях. Величины нормативов представлены в таблице 1.5.4.1.

Таблица 1.5.4.1

Нормы расхода воды для жилых и общественных зданий по г. Нововоронежу

Степень благоустройства жилых домов	Нормативы потребления коммунальных услуг при наличии централизованной системы горячего водоснабжения (открытая и закрытая система)			Нормативы потребления коммунальных услуг при отсутствии централизованной системы горячего водоснабжения	
	куб. метр на 1 человека в месяц			куб. метр на 1 человека в месяц	
	ХВС	ГВС	водоотведение	ХВС	водоотведение
Жилые дома, оснащенные мойкой кухонной	0,79	0,61	1,40	1,40	1,40
Жилые дома, оснащенные раковиной	1,85	0,67	2,52	2,52	2,52
Жилые дома, оснащенные мойкой кухонной, унитазом	1,47	0,61	2,08	2,08	2,08
Жилые дома, оснащенные раковиной, унитазом	2,52	0,67	3,19	3,19	3,19
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной	2,29	1,15	3,44	3,44	3,44
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной, унитазом	2,96	1,16	4,12	4,12	4,12
Жилые дома, оснащенные мойкой кухонной, унитазом, душем	2,73	1,75	4,48	4,48	4,48
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной, душем	3,56	2,29	5,85	5,85	5,85
Жилые дома, оснащенные мойкой кухонной, унитазом, ванной с душем	3,60	2,53	6,13	6,13	6,13
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной, унитазом, душем	4,23	2,29	6,52	6,52	6,52
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной, ванной с душем	4,43	3,07	7,50	7,50	7,50
Жилые дома, оснащенные раковиной, мойкой кухонной, унитазом, ванной с душем	5,10	3,07	8,17	8,17	8,17
Жилые, дома оснащенные мойкой, душем	2,06	1,75	3,81	3,81	3,81
Жилые дома, оснащенные мойкой, ванной и (или) душем	2,93	2,53	5,46	5,46	5,46
Жилые дома, оснащенные раковиной, душем	3,12	1,80	4,92	4,92	4,92
Жилые дома, оснащенные раковиной, ванной и (или) душем	3,98	2,58	6,56	6,56	6,56

Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению при отсутствии приборов учета в жилых помещениях и нормативы потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению и водоотведению на общедомовые нужды при отсутствии приборов учета установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Постановлением правительства Воронежской области от 14.09.2012 № 813 принято решение о применении на территории Воронежской области порядка расчета размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с Правилами предоставления коммунальных услуг гражданам, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 № 307, с использованием при этом нормативов потребления тепловой энергии на отопление.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, утвержденные Постановлением Администрации г. Нововоронежа Воронежской области от 16.01.2001 г. № 22 (с изменениями, внесенными Постановлением Администрации г. Нововоронежа Воронежской области от 07.04.2004 г. № 329, Постановлением Администрации городского округа г. Нововоронеж от 13.02.2009 г. № 310), приведены в таблице 1.5.4.2.

Таблица 1.5.4.2

Нормативы потребления тепловой энергии на отопление

Наименование норматива	Ед. изм	Норматив потребления
Расход тепловой энергии на отопление жилых помещений	Гкал/мес на 1 м ² общей площади квартиры	0,02
Расход тепловой энергии на горячее водоснабжение (благоустроенные дома)	Гкал/мес на 1 чел	0,23
Расход тепловой энергии на отопление нежилых помещений, расположенных в жилищном фонде г. Нововоронежа	Гкал/мес на 1 м ² общей площади нежилого помещения при оплате в течение отопительного периода	0,04

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, утвержденные приказом Департаментом жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Воронежской области от 28.06.2021 № 109 (в ред. приказа ДЖКХиЭ Воронежской области от 15.07.2022 №114), приведены в таблице 1.5.4.3.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при отсутствии приборов учета на общедомовые нужды установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Таблица 1.5.4.3.

«Приложение
к приказу департамента жилищно-коммунального хозяйства
и энергетики Воронежской области от 28.06.2021 года № 109

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, на территории Воронежской области

Норматив расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, Гкал на 1 куб.м.	
Для многоквартирных и жилых домов с централизованной системой горячего водоснабжения (открытой, закрытой):	
с изолированными стояками:	с неизолированными стояками:
с полотенцесушителями:	с полотенцесушителями:
0,0624	0,0671
без полотенцесушителей:	без полотенцесушителей:
0,0574	0,0624
Для многоквартирных домов с системой самостоятельного производства коммунальной услуги по горячему водоснабжению (открытой, закрытой) с использованием оборудования, входящего в состав общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме:	
с изолированными стояками:	с неизолированными стояками:
с полотенцесушителями:	с полотенцесушителями:
0,0599	0,0648
без полотенцесушителей:	без полотенцесушителей:
0,0549	0,0599

Температура горячей воды в местах водоразбора централизованной системы горячего водоснабжения должна быть не ниже плюс 60 °С и не выше плюс 75 °С (п. 84 Санитарно-эпидемиологических требований к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий СанПиН 2.1.3684-21, утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 3).»

1.6.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1.Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых

Вестник органов местного самоуправления городского округа город Нововоронеж» №34 от 14.07.2023

сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

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

1) *Установленная мощность источника тепловой энергии* — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

2) *Располагаемая мощность источника тепловой энергии* — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

3) *Мощность источника тепловой энергии нетто* – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Выработка тепловой энергии на Нововоронежской АЭС не является основным видом деятельности. Объем отпуска тепловой энергии ограничен в зависимости от плана выработки электроэнергии согласно «Сводному прогнозируемому балансу производства и поставки электрической энергии в рамках единой энергетической системы России на 2024 год». Возможный отпуск объема тепловой энергии от ТФУ НВАЭС на нужды ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в 2024 году составит **189 225,43 Гкал**. Суммарная максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» с учетом плана выработки электроэнергии составляет **40 Гкал/ч**.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные энергетические балансы представлены в таблице 1.6.1.1.

Таблица 1.6.1.1

Баланс располагаемой тепловой мощности и максимальной тепловой нагрузки за ретроспективный период, предшествующий актуализации, для определения резерва/дефицита мощности существующих источников теплоснабжения.

Статья баланса \ Год	2020	2021	2022
Суммарная максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» с учетом плана выработки электроэнергии, Гкал/ч	40,000	40,000	40,000
Собственные нужды, Гкал/ч	2,200	2,200	2,200
Потери в магистральных сетях, Гкал/ч	3,190	3,190	3,190
Установленная (располагаемая) мощность котельной № 3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в гор. воде, Гкал/ч	60,250	60,250	60,250
Собственные нужды, Гкал/ч	0,292	0,668	0,500
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную № 3 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	82,297	83,886	85,519
Установленная (располагаемая) мощность котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9), в гор. воде, Гкал/ч	84,910	84,910	84,910
Собственные нужды, Гкал/ч	0,201	0,469	0,226
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную (Воронежское шоссе, 9), Гкал/ч	46,526	46,797	46,313
Установленная мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	53,500	53,500	53,500
Располагаемая мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	48,090	48,090	48,090
Собственные нужды, Гкал/ч	0,791	0,979	0,725
Тепловая нагрузка, подключенная через котельные № 1-2 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	1,200	0,544	0,546
Суммарная по единой системе теплоснабжения мощность брутто, Гкал/ч	96,553	94,517	94,031
Потери в распределительных сетях, Гкал/ч	12,988	19,449	19,494
Резерв, Гкал/ч	83,565	75,068	74,537
Резерв, %	35,8	32,2	32,0

1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В целом по городу на момент актуализации резерв тепловой мощности нетто составляет 32,0%.

Резерв нетто по отдельным источникам не выделяется ввиду их работы в единой системе централизованного теплоснабжения.

1.6.3. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

Дефициты тепловой мощности на территории города Нововоронежа отсутствуют.

1.6.4. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Необходимость расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в настоящее время отсутствует.

1.7. Балансы теплоносителя

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

Водоподготовка для нужд ГВС осуществляется на источниках теплоснабжения – водогрейных и паровых котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

В городе Нововоронеж горячее водоснабжение потребителей осуществляется как по открытой схеме (большинство потребителей), так и по закрытой схеме (в основном новые объекты капитального строительства).

Распределение средних нагрузок на нужды ГВС по зонам действия источников теплоснабжения на начало 2023 г. приведено в таблице 1.7.1.1. Сведения о годовом расходе теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО приведены в таблице 1.7.1.2.

Таблица 1.7.1.1

Источник теплоснабжения (адрес)	Год	Средняя нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч		
		по открытой схеме	по закрытой схеме	Итого
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)	2022	12,592	1,243	13,835
	2021	11,062	1,242	12,305
	2020	11,226	0,795	12,021
	2019	11,226	0,789	12,015
Котельная (Воронежское шоссе, 9)	2022	5,402	2,639	8,041
	2021	5,483	2,639	8,122
	2020	5,657	2,217	7,874
	2019	5,953	2,217	8,170

Таблица 1.7.1.2

Годовой расход теплоносителя источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО, тыс. м³

Наименование показателя	2020	2021	2022
Котельная (Воронежское шоссе, 9)			
Всего подпитка тепловой сети (выработка), в том числе:	217,05	274,16	218,71
нормативные утечки теплоносителя в сетях	52,34	53,8	53,82
сверхнормативный расход воды	-2,19	64,28	20,29
Расход воды на ГВС	166,89	156,08	144,6
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)			
Всего подпитка тепловой сети (выработка), в том числе:	775,41	805,02	749,91
нормативные утечки теплоносителя в сетях	71,49	71,58	71,58
сверхнормативный расход воды	95,23	119,76	111,13
Расход воды на ГВС	608,69	613,67	567,2

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж на момент актуализации и в ретроспективный период приведен в таблице 1.7.1.3.

В соответствии с расчетом в системах теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» наблюдается дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС, который при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 1.7.1.3.

Таблица 1.7.1.3

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж

Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Котельная (Воронежское шоссе, 9)					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м ³	2234,02	2234,02	2234,02	2234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	222,81	212,77	213,30	205,69
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя (факт)	т/ч	-1,06	-0,23	6,67	2,03
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора (по нагрузке ГВСmax для открытых систем)	т/ч	218,29	207,42	201,04	198,07
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-86,31	-76,27	-76,80	-69,19
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1913,7	1923,7	1923,2	1930,8
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м ³	3079,85	3079,85	3079,85	3124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	425,83	429,58	426,19	478,01
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	6,51	10,26	12,88	8,49
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	411,62	411,62	405,61	461,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-65,83	-69,58	-66,19	-118,01
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1634,2	1630,4	1633,8	1582,0

1.7.2. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Согласно пункту 6.22 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В системе теплоснабжения г. Нововоронеж аварийная подпитка осуществляется химически обработанной не деаэрированной водой. Баланс производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения на момент актуализации и в ретроспективный период представлен в табл. 1.7.2.1.

Дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 1.7.2.1.

Таблица 1.7.2.1

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж в аварийном режиме работы системы.

Параметр	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Воронежское шоссе, 9					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				

Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м3	2234,02	2234,02	2234,02	2234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	222,81	212,77	213,30	205,69
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-1,06	-0,23	6,67	2,03
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	218,29	207,42	201,04	198,07
Объем аварийной подпитки	т/ч	44,6804	44,6804	44,6804	44,6804
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-131,00	-120,96	-121,48	-113,87
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1869,0	1879,0	1878,5	1886,1
<i>Заводской пр-д, 1</i>					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м3	3079,85	3079,85	3079,85	3124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	425,83	429,58	426,19	478,01
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	6,51	10,26	12,88	8,49
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	411,62	411,62	405,61	461,71
Объем аварийной подпитки	т/ч	61,597	61,597	61,597	62,4982
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-127,43	-131,17	-127,79	-180,51
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	%	1572,6	1568,8	1572,2	1519,5

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

В настоящий момент в качестве основного вида топлива на котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» используется природный газ. Доставка природного газа обеспечивается посредством газопровода СКЦ. Обеспечение котельных топливом осуществляется непрерывно в течение года. Поставщиком выступает ООО «Газпром Межрегионгаз Воронеж»

Технические характеристики используемого топлива представлены в таблице 1.8.1.1, паспорт качества газа приведен в приложении 4

Таблица 1.8.1.1

Наименование показателя	Единица измерения	Среднемесячный показатель
Теплота сгорания низшая при 20 и 101,325 кПа	ккал/	8303
Число Воббе высшее	ккал/	11968
Молярная доля кислорода	%	0,0065
Массовая концентрация сероводорода	г/	Менее 0,001
Массовая концентрация меркаптановой серы	г/	0,0081
Масса механических примесей в 1	г/	Отсутствуют
Температура точки росы газа по влаге	°C	-23,6

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

В качестве резервного топлива на котельных №1-3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) предусмотрено использование мазута. Мазут хранится в мазутохранилище, в котором находятся 2 металлических наземных резервуара объемом 1000 м3 каждый и полезной вместимостью 890 т. Общая вместимость мазутохранилища – 1780 т. Мазутохранилище по периметру имеет железобетонное ограждение. Поставка мазута осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом через заземленную емкость объемом 100 м3. В мазутонасосной находятся группы насосов для подачи мазута к котлам, циркуляции мазута и перекачки мазута, фильтры тонкой и грубой очистки и подогреватели мазута. Подача мазута на котельные осуществляется насосами подачи мазута к котлам через напорный мазутопровод. Запасы резервного топлива соответствуют нормативным требованиям.

Технические характеристики резервного топлива представлены в таблице 1.8.2.1, протокол испытаний мазута приведен в приложении 5.

Таблица 1.8.2.1

Наименование показателя	Единица измерения	Среднемесячный показатель
Вязкость условная при 100 °C	Градусы ВУ	2,7
Масса механических примесей в 1 м ³	%	Отсутствуют
Молярная доля воды	%	0,9
Содержание водорастворимых кислот и щелочей		Отсутствуют
Температура вспышки в открытом тигеле	°C	186

За 2019-2022 гг. ситуаций для использования резервного топлива на котельных № 1-3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) не возникло.

В случае возникновения нештатной (аварийной) ситуации в системе подачи основного топлива предусмотрено подключение к тепломатриале от ТФУ НВАЭС.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Поставляемое топливо особенностей не имеет.

1.8.4. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива не используются.

1.8.5. Топливные балансы источников тепловой энергии

На изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода напрямую влияет изменение тепловых нагрузок потребителей, изменение которых, в свою очередь, зависит от совокупности нескольких факторов: удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию, удельные расходы тепловой энергии на горячее водоснабжение, величины и соотношение нагрузок отопления (вентиляции) и горячего водоснабжения. Вследствие неравномерности изменения вышеперечисленных факторов изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода для разных источников тепловой энергии источникам носит неодинаковый характер.

Объем покупаемой тепловой энергии от источника с комбинированной выработкой оказывает большее влияние на величину расходов топлива, чем прирост перспективных нагрузок.

Динамика изменения расхода топлива за 2019-2022 гг. представлена в таблице 1.8.5.1. и на рис. 1.8.5.1.

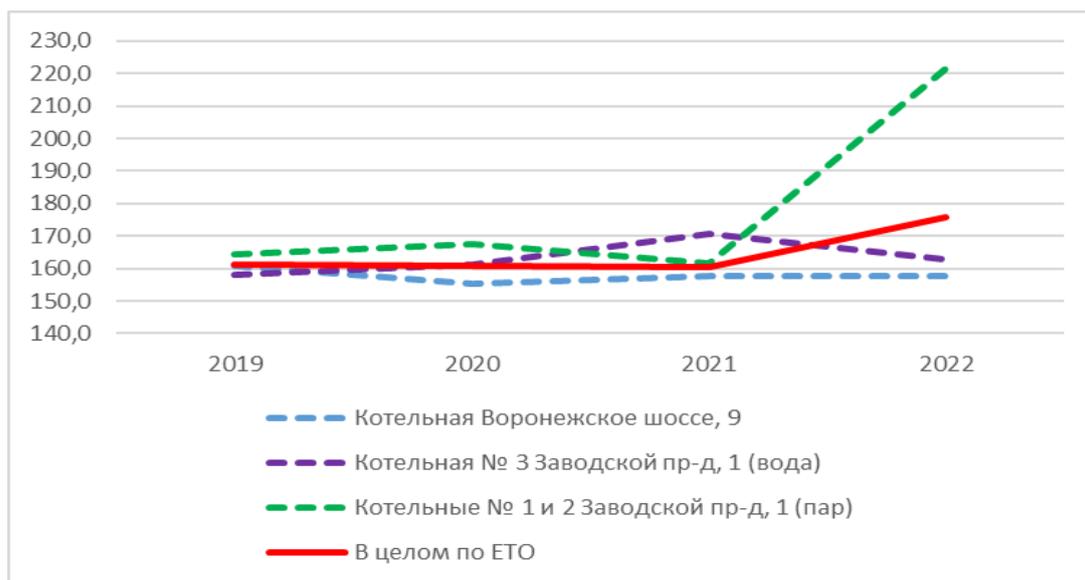


Рисунок 1.8.5.1. Динамика изменения удельного расхода условного топлива за 2019-2022 гг., кг ут/Гкал

Топливные балансы систем теплоснабжения, образованных на базе каждого источника ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» за 2019-2022 года представлены в таблице 1.8.5.2.

Таблица 1.8.5.1

Год	Источник теплоснабжения	Котельная Воронежское шоссе, 9	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1 (вода)	Котельные № 1 и 2 Заводской пр-д, 1 (пар)	В целом по ЕТО
		Установленная мощность, Гкал	70	53,5	233,5
		Располагаемая мощность, Гкал	60,25	48,09	193,25
2019	Выработка, Гкал/год	43557,36	20274,26	31006,42	94838,04
	Расход газа на выработку, тыс. м ³	5973,0	2733,5	4346,4	13052,93
	Удельный расход ут, кг ут/Гкал	160,7	158,0	164,3	161,3
2020	Выработка, Гкал/год	42359,05	29717,69	31595,86	103672,6
	Расход газа на выработку, тыс. м ³	5589,7	4073,2	4501,1	14163,97
	Удельный расход ут, кг ут/Гкал	155,2	161,2	167,5	160,7
2021	Выработка, Гкал/год	43874,01	8041,16	30540,32	82455,49
	Расход газа на выработку, тыс. м ³	5899,82	1171,48	4209,52	11280,82
	Удельный расход ут, кг ут/Гкал	157,6	170,5	161,7	160,5
2022	Выработка, Гкал/год	54887,64	30103,67	27210	112201,31
	Расход газа на выработку, тыс. м ³	7152,41	4004,41	3936,95	15093,77
	Удельный расход ут, кг ут/Гкал	154,4	157,5	171,6	159,4

Таблица 1.8.5.2

№	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива / тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива / тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива / тыс. м ³	Низшая теплотасгорания, ккал/кг(ккал/нм ³)
				Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
1 Котельная Воронежское шоссе, 9							
2022							
	Газ		7152,41	7152,41	8475,61		8304
	Итого				8475,61		
2021							
	Газ		5899,82	5899,82	6914,54		8202
	Итого				6914,54		
2020							
	Газ		5589,71	5589,71	6573,70		8232
	Итого				6573,70		
2019							

№	Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива / тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива / тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива / тыс. м ³	Низшая теплотасгорания, ккал/кг(ккал/м ³)
				Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
	Газ		5973,02	5973,02	7000,54		8204
	Итого				7000,54		
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1 (вода)						
	2022						
	Газ		4004,41	4004,41	4749,23		8292
	Итого				4749,23		
	2021						
	Газ		1171,48	1171,48	1371,02		8202
	Итого				1371,02		
	2020						
	Газ		4073,15	4073,15	4789,90		8232
	Итого				4789,90		
	2019						
	Газ		2733,5	2733,5	3203,74		8204
	Итого				3203,74		
3	Котельные № 1 и 2 Заводской пр-д, 1 (пар)						
	2022						
	Газ		3936,95	3936,95	4669,22		8292
	Итого				4669,22		
	2021						
	Газ		4209,52	4209,52	4937,76		8202
	Итого				4937,76		
	2020						
	Газ		4501,11	4501,11	5293,25		8232
	Итого				5293,25		
	2019						
	Газ		4346,41	4346,41	5094,04		8204
	Итого				5094,04		
	Топливный баланс в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации						
	2022						
	Газ		15093,77	15093,77	17901,21		8292
	Мазут	674				674	
	Итого				17901,21		
	2021						
	Газ		11280,82	11280,82	13218,56		8202
	Мазут	675				674	9908
	Итого				13218,56		
	2020						
	Газ		14163,97	14163,97	16656,80		8232
	Мазут	675				675	9908
	Итого				16656,80		
	2019						
	Газ		13052,93	13052,93	15298,32		8204
	Мазут	675				675	9908
	Итого				15298,32		

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и передаче тепловой энергии

В ценовых зонах теплоснабжения надежность теплоснабжения должна соответствовать плановыми значениями частоты и длительности допустимых перерывов в теплоснабжении потребителей, устанавливаемых в договорах теплоснабжения и определяющихся соглашением сторон в соответствии с требованиями технических регламентов, иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации, и требованиями раздела X.1 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 34, ст. 4735; 2016, N 2 (ч. II), ст. 403; N 22, ст. 3228; N 29, ст. 4837; N 49, ст. 6906, ст. 6911; 2017, N 2 (ч. I), ст. 338; N 4, ст. 676; N 8, ст. 1230; 2018, N 16 (ч. II), ст. 2364; N 32 (ч. II), ст. 5337) (далее - Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации).

Фактические показатели надежности теплоснабжения (частота прекращения подачи тепловой энергии и продолжительность такого прекращения) должны устанавливаться по показаниям приборов учета тепловой энергии и в соответствии с пунктами 124.8 - 124.11 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации и таблицами П18.7 - П18.9 приложения N 18 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения [4].

1.9.2. Анализ аварийных отключений потребителей

Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» за 2020-2022 гг. определены на основании статистических данных по отказам в системах теплоснабжения (табл. 1.3.8.2) приведены в таблице 1.9.2.1. в разрезе каждой системы теплоснабжения.

Наибольшее количество инцидентов приходится на квартальные сети диаметром Ду 50 мм и магистральные тепловые сети Ду 500 мм, что приводит к отключению целых групп потребителей.

Таблица 1.9.2.1

Наименование показателя	Количество повреждений, ед.			Показатель повреждаемости, 1/м		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
котельная Воронежское шоссе, 9						
Повреждения в магистральных тепловых сетях, в т.ч.:	2	18	7	0,00047851	0,00430659	0,00167479
в отопительный период	0	3	3	0	0,00071777	0,00071777
в межотопительный период	2	12	2	0,00047851	0,00287106	0,00047851
в период испытаний на плотность и	0	3	2	0	0,00071777	0,00047851

прочность						
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, в т.ч.:	7	11	4	0,00123115	0,00193466	0,00070351
в отопительный период	3	2	3	0,00052763	0,00035176	0,00052763
в межотопительный период	4	4	1	0,00070351	0,00070351	0,00017588
в период испытаний на плотность и прочность	0	5	0	0	0,00087939	0
Всего повреждения в тепловых сетях	9	29	11	0,00091228	0,00293957	0,00111501
<i>Котельная № 3 Заводской пр-д, 1</i>						
Повреждения в магистральных тепловых сетях, в т.ч.:	8	3	7	0,00191404	0,00071777	0,00167479
в отопительный период	2	0	1	0,00047851	0	0,00023926
в межотопительный период	6	1	3	0,00143553	0,00023926	0,00071777
в период испытаний на плотность и прочность	0	2	3	0	0,00047851	0,00071777
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, в т.ч.:	13	16	28	0,00228642	0,00281405	0,00492459
в отопительный период	8	5	11	0,00140703	0,00087939	0,00193466
в межотопительный период	5	6	11	0,00087939	0,00105527	0,00193466
в период испытаний на плотность и прочность	0	5	6	0	0,00087939	0,00105527
Всего повреждения в тепловых сетях	21	19	35	0,00078713	0,00071216	0,00131188

1.9.3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Среднее время восстановления участков тепловой сети после произошедшего на нем инцидента в отопительный период определено на основании статистических данных по отказам на тепловых сетях за 2020-2022 г. и представлено в табл. 1.9.3.1.

Таблица 1.9.3.1

Наименование показателя	2020	2021	2022
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	6,00	4,60	4,56
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	6,00	4,93	3,82

Расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения проводится по следующей формуле:

$$z = \beta \cdot \ln \frac{t_b - t_n}{t_{ва} - t_n}$$

где $t_{ва}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°C для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta=40$ часов. Результаты расчета приведены в таблице 1.9.3.2.

Таблица 1.9.3.2

Температура наружного воздуха t , °C	Повторяемость температур наружного воздуха, ч.	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °C, ч.
-40	-	-
-35	-	-
-30	7	6,97
-26	9	7,64
-24	30	8,03
-23	35	8,23
-21	61	8,68
-19	88	9,18
-17	114	9,74
-15	158	10,38
-13	166	11,11
-11	193	11,94
-9	245	12,91
-7	307	14,06
-5	342	15,43
-3	386	17,10
-1	588	19,18
1	780	21,86
3	429	25,44
5	386	30,49
7	386	38,22

Данные о повторяемости температур наружного воздуха приняты согласно своду правил СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» для города Воронежа.

В соответствии с результатами расчета, представленными в таблице 1.9.3.2, минимальное время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до критических значений при температуре самой холодной пятидневки составляет 8,03 часа. Среднее время восстановления участков тепловой сети после произошедшего на нем инцидента по данным данным ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», не превышает этот показатель.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

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

Результаты финансово-хозяйственной деятельности ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» за 2020-2022 гг. представлены в таблице 1.10.1.

№/код УПП	Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022
1	Покупка тепловой энергии, всего, в том числе:	Гкал	202 604,20	251 525,64	211 284,68
1.1	в горячей воде	Гкал	202 604,20	251 525,64	211 284,68
2	Производство тепловой энергии, в том числе:	Гкал	103 672,60	82 455,49	112 201,54
2.1	в горячей воде	Гкал	72 076,74	51 915,17	84 991,31
2.2	в паре	Гкал	31 595,86	30 540,32	27 210,23
3	Технологические потери на источниках	Гкал	8 754,10	10 294,94	8 612,16
4	Отпуск с коллекторов источников, в том числе	Гкал	593,97	188,92	198,76
4.1	в горячей воде	Гкал	0,00		
4.2	в паре	Гкал	593,97	188,92	198,76
5	Отпуск в тепловую сеть	Гкал	296 928,73	323 497,27	314 874,06
6	Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	Гкал	29 936,55	48 143,61	46 530,00
6.1	то же в %	%	10,08	14,88	14,79
7	Отпуск (полезный отпуск) из тепловой сети	Гкал	266 992,18	275 353,66	268 143,23
I.	БЮДЖЕТ ДОХОДОВ	тыс. руб.	290,98	310,24	320,31
1.	ПРОИЗВОДСТВО И ПЕРЕДАЧА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	тыс. руб.	269,16	287,71	298,89
2.	ГВС (ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ)	тыс. руб.	21,82	22,53	21,42
II.	БЮДЖЕТ РАСХОДОВ	тыс. руб.	331,79	382,13	406,34
1.	СЕБЕСТОИМОСТЬ	тыс. руб.	311,41	363,70	389,56
1.1.	Заработная плата	тыс. руб.	56,00	58,73	68,27
1.2.	Страховые взносы	тыс. руб.	16,80	17,66	20,56
1.3.	Компенсационные выплаты персоналу	тыс. руб.	0,26	0,36	0,50
1.4.	Резервы	тыс. руб.	10,30	11,01	12,75
1.5.	Топливо на технологические цели	тыс. руб.	84,58	68,87	100,55
1.6.	Энергия	тыс. руб.	86,00	99,88	92,53
1.7.	Вода/стоки	тыс. руб.	19,37	21,72	20,39
1.8.	Амортизация и аренда основных фондов	тыс. руб.	18,87	34,62	37,08
1.9.	Материальные расходы	тыс. руб.	5,58	7,71	11,24
1.10.	Охрана труда	тыс. руб.	1,64	1,27	1,92
1.11.	Производственные услуги	тыс. руб.	8,73	35,19	16,64
1.12.	Налоги, сборы	тыс. руб.	2,01	4,52	4,95
1.13.	Страхование	тыс. руб.	0,03	0,03	0,02
1.14.	Прочие расходы	тыс. руб.	1,23	2,13	2,17
0	Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	56,71	62,42	72,69
III.	ВАЛОВАЯ ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК	тыс. руб.	-20,35	-30,49	-69,24
2.	Управленческие (общехозяйственные) расходы	тыс. руб.	20,38	18,43	16,79
3.	Коммерческие расходы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
IV.	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК ОТ ПРОДАЖ	тыс. руб.	-40,73	-48,92	-86,03
V.	ВНЕРЕАЛИЗАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ	тыс. руб.	-29,79	-0,20	-5,97
4.	ВНЕРЕАЛИЗАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ	тыс. руб.	2,19	1,95	2,64
5.	ВНЕРЕАЛИЗАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ	тыс. руб.	31,98	2,14	8,61
VI.	ПРИБЫЛЬ/УБЫТОК НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДО	тыс. руб.	-70,51	-49,12	-92,00

Основной объективной причиной убыточности является установление тарифов на теплоснабжение ниже фактических затрат, которые необходимы для надежной эксплуатации объектов теплоснабжения.

1.11.Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Сведения об утвержденных тарифах на тепловую энергию, отпускаемую ф-лом «АТЭС-Нововоронеж» потребителям городского округа г. Нововоронеж на нужды отопления и ГВС, представлены в приложении 6.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию в ретроспективный период для потребителей ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» представлена в таблице 1.11.1. Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

В связи с постоянным ростом стоимости энергоносителей, снижение тарифов в ближайшей перспективе не ожидается.

Таблица 1.11.1

№	Вид тарифа	Установленный тариф, руб./Гкал					
		01.07.19	01.01.20	01.07.20	01.01.21	01.07.21	01.01.22
1	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск прочим потребителям (без НДС)	987,18	987,18	1026,49	1026,49	1067,46	1067,46
2	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск населению (с НДС)	1184,62	1184,62	1231,79	1231,79	1280,95	1280,95

№	Вид тарифа	Установленный тариф, руб./Гкал					
		01.07.22	01.12.22	01.01.24	01.07.24	01.01.25	01.07.25
1	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск прочим потребителям (без НДС)	1147,55	1231,34	1231,34	1315,73	1315,73	1330,12
2	Одноставочный. Тепловая энергия, отпуск населению (с НДС)	1377,06	1477,61	1477,61	1578,88	1578,88	1596,14

1.11.2. Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

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

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

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;
- 4) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 5) на сырье и материалы;
- 6) на ремонт основных средств;
- 7) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 8) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 9) прочие расходы.

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», постановлением Правительства Российской Федерации от 30.11.2021 № 2115 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации», приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» установлена плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения «Атом ТеплоЭлектроСеть» на территории Воронежской области (приложение 7).

Динамика изменения платы за подключение к системе теплоснабжения приведена в таблице 1.11.3.1.

Таблица 1.11.3.1

№ п/п	Наименование	Значение, тыс. руб./ Гкал/ч		
		2021	2022	2023
1	Расходы по подключению объектов заявителей	5,38	13,26	12,70
2	Расходы на создание тепловых сетей	-	-	-
3	Расходы на создание тепловых пунктов	-	-	-
4	Налог на прибыль	-	-	-

Объем поступлений денежных средств от осуществления деятельности по подключению потребителей к системе теплоснабжения за ретроспективный период приведен в таблице 1.11.3.2.

Таблица 1.11.3.2

№ п/п	Наименование	2019	2020	2021	2022
1	Подключаемая нагрузка, Гкал/ч	0,451	4,178	Подключение не производилось	
2	Сумма, тыс. руб. (с НДС)	75,3	102,5		

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, не предусмотрена.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

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

Проблемы в организации качественного теплоснабжения на текущий момент связаны с высоким износом некоторых участков тепловых сетей и их теплоизоляционных конструкций. Износ тепловых сетей обуславливает наличие существенных сверхнормативных тепловых потерь, что приводит к снижению температуры теплоносителя, подаваемого в системы теплоснабжения абонентов. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей.

Еще одним негативным фактором, влияющим на качество теплоснабжения в г. Нововоронеже, является разрегулированность системы теплоснабжения и теплопотребления в целом, в следствии чего наблюдается неравномерность подачи тепловой энергии потребителям.

Снабжение тепловой энергией потребителей городского округа запроектировано и осуществляется по температурному графику 150/70°C. Однако, в связи с отсутствием или неисправностью регуляторов температуры в тепловых пунктах потребителей, а также в связи с применением для отдельных участков сети трубопроводов из полимерных материалов теплоснабжение производится со срезкой на уровне 110°C. Соответственно, при температурах наружного воздуха ниже -11°C осуществляется количественное регулирование отпуска теплоты. В связи с необходимостью увеличения расходов теплоносителя возрастают потери напора на участках тепловых сетей, что приводит к снижению располагаемых напоров у конечных потребителей до значений, ниже требуемых для качественного теплоснабжения.

Для обеспечения качественного теплоснабжения следует предусмотреть предлагаемые ниже мероприятия:

- увеличить располагаемый напор на источниках теплоснабжения на 20 м в.ст. (замена насосного оборудования на более мощное не требуется);
- рассмотреть возможность изменения температурного графика отпуска тепловой энергии от водогрейных котельных на повышенный относительно 110/70°C при приведении технического состояния систем теплопотребления в соответствие с требованиями по эксплуатации;
- в случае проведения реконструкции магистральных участков тепловых сетей предусмотреть замену на трубопроводы с большим диаметром;
- после выполнения любого из предложенных мероприятий необходимо проведение наладочно-регулирующих работ.

Также в качестве проблемы можно выделить отсутствие общедомовых приборов коммерческого учета тепловой энергии у ряда потребителей. Отсутствие приборов учета не позволяет корректно оценить фактическое тепловое потребление и, следовательно, тепловые потери здания, что влечет за собой отсутствие возможности поддержания требуемых параметров микроклимата в помещении здания.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения на текущий момент обусловлены высоким износом тепловых сетей, что обеспечивает высокую вероятность аварийных отключений потребителей в отопительный период.

Наибольшее количество инцидентов приходится на квартальные сети диаметром Ду 50 мм, а также на магистральные тепловые сети Ду 500 мм, что приводит к отключению целых групп потребителей.

Также, на данный момент предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, на тепловых

сетях отсутствует. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления необходимо предусмотреть установку на тепловых сетях предохранительных клапанов, осуществляющих сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления, установку средств защиты от гидродара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Высокая степень износа тепловых сетей ограничивает возможность использования резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии, равно как и резервов тепловых сетей по пропускной способности.

Финансирование мероприятий, необходимых для развития систем теплоснабжения, за счет собственных средств ЕТО не представляется возможным в связи с убыточными результатами хозяйственной деятельности. Основной объективной причиной убыточности является установление тарифов на теплоснабжение ниже фактических затрат, которые необходимы для надежной эксплуатации объектов теплоснабжения.

1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.

1.12.6. Изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В системах теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж систематически проводится реконструкция участков тепловых сетей, капитальный ремонт (перекладка) в связи с технологической необходимостью, что приводит к уменьшению доли ветхих сетей, а следовательно, снижению тепловых потерь и повышению надежности теплоснабжения.

В 2019 году была выполнена реконструкция участка тепловой сети в зоне действия котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) от ТК-34 до ТК-35 Ду500 мм протяженностью 107 м (в двухтрубном исчислении). В 2021 году осуществлена перекладка участка магистральной тепловой сети в зоне действия котельной (Воронежское шоссе, 9) от УТ-11 до УТ-13 Ду 600 мм протяженностью 645,6 м (в двухтрубном исчислении).

В 2022 году выполнен капитальный ремонт участков магистральных сетей:

- участок магистральной тепловой сети Ду 600 от УТ-10 до УТ-11 с заменой трубопроводов (инв. № 31308) длиной 504 м (зона действия котельной Воронежское шоссе, 9);
- участок магистральной тепловой сети Ду 500 от ТК-29 до ТК 34, от ТК-35 до ТК-36 и ТК-3 с заменой трубопроводов (инв. № 31306) длиной 1 177 м (зона действия котельной № 3, Заводской пр-д, 1).

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Общие положения генерального плана г. Нововоронежа

Генеральный план города Нововоронежа был разработан в 2009 году на расчетный период 20 лет.

Согласно генеральному плану, дальнейшее экономическое развитие города Нововоронежа на ближайшее время будет определяться уже имеющимся экономическим потенциалом. В связи с тем, что основным градообразующим предприятием города является НВ АЭС, и большинство предприятий города являются предприятиями, обслуживающими АЭС, то рост производства на них будет напрямую связан с дальнейшим ростом мощностей на НВ АЭС.

Жилищное строительство на территории городского округа город Нововоронеж предусматривается производить в существующих границах городского округа. Новая жилая застройка будет размещаться на свободных территориях. В соответствии с прогнозным расчетом нового жилищного строительства на проектные сроки общий объем жилищного фонда увеличится на 23,3%.

Перспективная застройка сосредоточена в пределах Северного микрорайона г. Нововоронежа.

Северный микрорайон расположен в северной части города и включает в себя территории в границах улиц: Первомайская, Парковая, магистральной дороги общегородского значения (соответственно с восточной, южной и западной сторон) и сектора индивидуальной усадебной застройки по ул. Аленовская с южной стороны. Северная граница рассматриваемой территории примыкает к зоне городских лесов.

Обеспечение теплом строящихся зданий Северного микрорайона предполагается от существующих источников тепловой энергии через существующие магистральные тепловые сети с их реконструкцией и увеличением диаметров.

Для обеспечения теплом жилой усадебной застройки района Полубяновка предполагается использовать поквартирные теплогенераторы.

В зонах промышленного, производственно-коммунального и транспортно-инженерного назначения предполагается реконструкция, модернизация существующих объектов капитального строительства.

2.2 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Основная часть потребителей городского округа г. Нововоронеж обеспечивается тепловой энергией от централизованных источников теплоснабжения. Суммарная тепловая нагрузка потребителей централизованного теплоснабжения (на момент актуализации) составляет 131,832 Гкал/ч, в том числе:

- на нужды теплоснабжения жилого фонда – 75,859 Гкал/ч (теплоноситель вода);
- на теплоснабжение объектов соцкультбыта, административные и промышленные предприятия – 55,973 Гкал/ч (теплоноситель вода);
- на теплоснабжение промышленных объектов – 0,546 Гкал/ч (теплоноситель пар).

Данные по потреблению тепла в существующих зонах индивидуального теплоснабжения городского округа отсутствуют.

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

Объемы жилищного строительства определены с учетом роста численности населения на расчетный срок до 35,144 тыс. чел.

Средняя жилищная обеспеченность составит 45,8 м² общей площади на человека.

В таблице 2.3.1. приведен расчет показателей по жилищному фонду на расчетный срок до 2029 года.

Таблица 2.3.1.

Прогнозные показатели жилищного фонда.

№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Жилищный фонд
1	Существующий сохраняемый жилой фонд – всего,	тыс. м ² общ. площ.	1157,8
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	129,4
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	123,2
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	348,4
	– Многоэтажная застройка (8 эт. и выше)	- " -	556,8
2	Убыль жилищного фонда – всего,	тыс. м ² общ. площ.	114,5
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	33,5
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	69,0

№ п/п	Наименование показателей	Един. изм.	Жилищный фонд
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	12,0
3	Новое строительство – всего,	тыс.м ² общ.площ.	566,9
	в том числе:		
	- Многоэтажная застройка (8 эт. и выше),	- " -	566,9
	в том числе на реконструируемых территориях	- " -	361,6
4	Жилищный фонд к концу расчетного срока – всего,	тыс.м ² общ.площ.	1610,2
	в том числе:		
	– Индивидуальная жилая застройка (до 3-х эт.)	- " -	95,9
	– Малоэтажная застройка (до 4-х эт.)	- " -	54,2
	– Среднеэтажная застройка (5-8 эт.)	- " -	336,4
	– Многоэтажная застройка (8 эт. и выше)	- " -	1123,7

Проведенные расчеты позволили определить необходимые показатели жилищного фонда и строительства – на расчетный срок жилищный фонд составит 1610,2 тыс. кв.м. общей площади, новое строительство – 566,9 тыс. кв.м. общей площади на территории 60,7 га, в том числе реконструируемая территория - 21,5 га.

Основными территориальными резервами для дальнейшего развития селитебных территорий являются свободные и реконструируемые территории в пределах существующей городской застройки.

Перечень площадок жилищного строительства представлен в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Перечень площадок жилищного строительства

№ п/п	Наименование	Территория, га	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
1	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	2,9	ул.Свободы	Реконструкция застройки индивидуальными жилыми домами	I очередь, расч. срок
2	-/-	5,1	ул.Солнечная	-/-	-/-
3	Общественно-деловая застройка	1,3	ул.Духовская	Реконструкция застройки индивидуальными жилыми домами	-/-
4	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	0,8	ул.Комсомольская	Реконструкция среднеэтажной застройки	I очередь, расч. срок
5	-/-	1,2	ул.Комсомольская	-/-	-/-
6	-/-	0,5	ул.Мира	Реконструкция малоэтажной застройки	I очередь, расч. срок
7	-/-	0,6	ул.Строителей	-/-	-/-
8	-/-	5,5	ул.Октябрьская, ул.Мира, ул.Ленина, ул.Строителей	-/-	-/-
9	-/-	4,6	ул.Октябрьская, ул.Мира, ул.Космонавтов, ул.Ленина	-/-	-/-
10	-/-	0,3	ул.Ленина	-/-	-/-
11	Застройка многоэтажными многоквартирными жилыми домами	14,3	Участок №1 северная часть г.о.г. Нововоронеж	Новое стр-во, разработка проектной документации	Расч. срок
12	-/-	6,1	Участок №1а ул.Солнечная	-/-	Расч. срок
13	-/-	18,8	Участок №2 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	Расч. срок
14	-/-	30,5	Участок №3 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок
15	-/-	3,9	Участок №3а ул.Алёновская	-/-	За расч. срок
16	-/-	35,0	Участок №4 северная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок
17	Застройка индивидуальными жилыми домами	30,0	Участок №5 северо-восточная часть г.о.г. Нововоронеж	-/-	За расч. срок

Перечень объектов социального и коммунально-бытового назначения представлен в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Планируемые для размещения объекты капитального строительства городского округа город Нововоронеж

№ п/экспл.	Наименование учреждений	Един. измер.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
<u>Учреждения образования</u>						
14.	МКДОУ «Детский сад № 5 общеразвивающего вида ГО г. Нововоронеж	мест	220	ул. Курчатова, д.3	Капитальный ремонт - проведен	I очередь
15.	Детский сад	мест	460	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь
16.	Детский сад	мест	2х280	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	Расчетный срок
17.	Детский сад	мест	280	Северная часть города	Новое стр-во	Расчетный срок
18.2	МКОУ "Средняя общеобразовательная школа №1 городского округа город Нововоронеж"	мест	1100	ул. Ленина, д. 10	Капитальный ремонт - проведен	I очередь
19.	Общеобразовательная школа	мест	1296	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь

№ п/экспл.	Наименование учреждений	Един. измер.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
6а	Общеобразовательная школа	мест	825	Северная часть города	Новое стр-во	Расчетный срок
<u>Учреждения здравоохранения</u>						
20.	Федеральное государственное учреждение здравоохранения "Медико-санитарная часть № 33 Федерального медико-биологического агентства" (ФГБУЗ МСЧ №33 ФМБА России)	пос/см	703	ул.Космонавтов, 18	Расширение сущ. здания	Расчетный срок
		вызов на чел./год	11176			
7а	Молочная кухня	объект	1	ул.Космонавтов, 18	Реконструкция сущ. здания	Расчетный срок
<u>Спортивные объекты</u>						
21.	Бассейн	м ² зеркала воды	322	Северная часть города	Построен	Перспективное развитие
22.	Спортивный комплекс с бассейном	Зрительские места	1514	мкр. Северный	Новое стр-во	I очередь
<u>Учреждения культуры и искусства</u>						
23.	Дом культуры	зрительские места	540	Участок №1	Новое стр-во	Расч. срок
	с библиотекой	объект	1			
<u>Предприятия торговли, общественного питания, бытового и коммунального обслуживания</u>						
24.	Торговый центр					
	Магазины продовольственных и непродовольственных товаров	м ² торг. пл.	560	Северная часть города	Новое стр-во	I очередь
	Мастерская бытового обслуживания	раб. мест	3			
	Отделение связи	объект	1			
	Отделение банка, операционная касса	объект	1			
25.	Магазин продовольственных и непродовольственных товаров	м ² торг. пл.	521	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
26.	Мастерская бытового обслуживания	раб. мест	2	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
13а	Отделение связи	объект	1	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
	Отделение банка, операционная касса	объект	1	ул.Абрикосовая	Новое стр-во	I очередь
13б	Пожарное депо	маш./мест	2	северная часть города Нововоронеж	Новое стр-во	I очередь
<u>Культурные объекты</u>						
14	Храм	объект	1	ул.Лесная	Новое стр-во	I очередь

В материалах генерального плана на территории планируемого индустриального парка "Нововоронежский" указаны зоны размещения объектов промышленности различных классов санитарной опасности, в зависимости от возможного негативного влияния на окружающую среду с учетом ориентировочных санитарно-защитных зон.

Таблица 2.3.4

Планируемые для размещения объекты промышленного, агропромышленного комплекса и малого бизнеса

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Место расположения	Мероприятия	Сроки реализации
1	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов V класса опасности	га	8,5	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
2	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов IV класса опасности	га	2,9	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
3	Размещение промышленных объектов по обработке пищевых продуктов III класса опасности	га	34	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
4	Размещение промышленных объектов V класса опасности	га	27,6	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			6,1	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		
5	Размещение промышленных объектов IV класса опасности	га	18,7	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			23,1	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		
6	Размещение промышленных объектов III класса опасности	га	9	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			25,5	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		
7	Размещение промышленных объектов II класса опасности	га	35,4	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
8	Размещение промышленных объектов I класса опасности	га	14,4	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
9	Размещение коммунально-складских объектов	га	13	Промышленная зона "Восточная"	Новое строительство	Расчетный срок
			7,2	Территория расширения промышленной зоны "Восточная"		

2.4 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

В материалах генерального плана городского округа г. Нововоронеж приведен расчет тепловых потоков на жилищные и коммунальные нужды, произведенный по укрупненным показателям согласно СП 124.13330.2010 и частично по аналогам типовых проектов, а также по Методике МДК 4-05-2004 г. (табл. 2.4.1)

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование	Жилищный фонд, тыс. м ² ,	Насел. чел.	Расход тепла в МВт / Гкал /ч				Годовой расход тепла, Гкал	Примечание
				Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего		
1	г.о.г Нововоронеж (Существующий жилищный фонд)	1020,9	31721	<u>96,552</u> 83,020		<u>15,620</u> 13,430	<u>122,17</u> 96,45	230052	42842 - гвс
2	г.о.г Нововоронеж (I очередь стр. 2015-2025)	361,6	31761	<u>14,464</u> 12,436		<u>5,532</u> 4,757	<u>19,996</u> 17,194	43219	15175- гвс
3	г.о.г Нововоронеж (Расчетный срок 2025-2029)	289	35144	<u>11,560</u> 9,940		<u>4,421</u> 3,802	<u>15,981</u> 13,742	34543	12128 - гвс
4	Объекты соц. назначения г.о.г Нововоронеж			<u>4,225</u> 3,633	<u>5,140</u> 4,420	<u>2,752</u> 2,367	<u>12,117</u> 10,42	25710	7550- гвс
	ИТОГО	1610,2	35144	<u>126,801</u> 109,029	<u>5,14</u> 4,42	<u>28,325</u> 24,356	<u>170,264</u> 137,806	333524	77695

По данным ф-ла «АТЭС-Нововоронеж», предоставленным на дату актуализации, суммарная нагрузка потребителей на источники теплоснабжения составляет 131,832 Гкал/ч – теплоноситель вода и 0,546 Гкал/ч – теплоноситель пар. Перечень потребителей, подключенных к централизованным системам теплоснабжения г. Нововоронеж приведен в приложении 3.

В соответствии с запрошенными техническими условиями на подключение к системе теплоснабжения в 2023-2027 годах планируется подключить 9 объектов общей нагрузкой 8,098 Гкал/ч. Перечень объектов, планируемых к подключению к системам теплоснабжения в 2023-2027 годах, приведен в табл. 2.4.2.

Таблица 2.4.2

Перечень объектов, планируемых к подключению в 2023-2027 г.

№ п/п	Адрес	Объект	Планируемая нагрузка, Гкал/час					Планируемый срок подключения	Источник теплоснабжения (адрес)	Прим.
			Отопление	ГВС ^{max}	Вентиляция	Технология	потери			
1	ул. Космонавтов, 24	комплекс МКЖД (секции 5-8 и парковка) в части секций 6-8 и парковки	0,570	0,604	-	-	-	2025	Заводской пр-д, 1	Получены ТУ, заключен договор на подключение
2	ул. 141 Стрелковой дивизии, д. 4а, 4в, 4д	Многоэтажная жилая застройка (стр. поз. 5в, 5г, 5д)	2,151	0,156	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	
3	ул. Коммунальная, р-н ЦТП ТНС НВ АЭС	Группа многоквартирных жилых домов со встроенными нежилыми помещениями. Жилая застройка «Горки»	0,205	0,09	0,074	-	-	2024	Воронежское шоссе, 9	
4	ул. 141 Стрелковой дивизии, д. 6	Группа жилых домов	1,9	0,93	0,02	-	-	2025	Воронежское шоссе, 9	
5	Аленовская, 48, 48А	многоквартирный жилой дом (стр. поз. 54, 58)	0,473	0,529	-	-	-	2026	Воронежское шоссе, 9	
6	ул. Вокзальная, 6	Магазин товаров первой необходимости	0,025	-	0,034	-	0,001	2023	Заводской пр-д, 1	Получены ТУ
7	ш. Воронежское, 11	Реконструкция производственного комплекса Склад № 3	0,063	-	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	
8	промышленная зона Восточная, д.4	Здание АБК, теплохолодный склад	0,24	-	-	-	-	2023	Заводской пр-д, 1	
9	ул. Аленовская, д. 13	Магазин непродовольственных товаров	0,033	-	-	-	-	2023	Воронежское шоссе, 9	

*Систему горячего водоснабжения (теплопотребления) объектов планируется подключить по закрытой схеме.

**Данные приведены по имеющимся в РСО заявлениям на подключение к системе теплоснабжения, получение технических условий, в отношении которых не прекращены обязательства РСО и не истек срок действия

Прогнозы приростов перспективных нагрузок тепловой энергии на каждом этапе и по зонам действия источников тепловой энергии представлены в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3

№ п/п	Наименование источника	Прирост перспективных нагрузок, Гкал/ч				
		2023	2024	2025	2026	2027
1	Зона котельной (Воронежское шоссе, 9), в т.ч.	2,3179	0,3199	2,3427	0,7135	-
	Отопление, вентиляция	2,247	0,279	1,92	0,473	-
	ГВС ср	0,0709	0,0409	0,4227	0,2405	-
2	Зона котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода, в т.ч.	0,3		0,8445		-
	Отопление, вентиляция	0,3		0,57		-
	ГВС ср			0,2745		-
3	Зона котельных № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар	0	0	0	0	-
	ИТОГО	2,6179	0,3199	3,1873	0,7135	-

Суммарные значения нагрузок потребителей по годам реализации Схемы теплоснабжения приведены в табл. 2.4.4.

Таблица 2.4.4

№ п/п	Наименование источника	Существующая нагрузка на момент актуализации, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на перспективный период, Гкал/ч						
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Зона котельной (Воронежское шоссе, 9), в т.ч.	46,313	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
	Отопление, вентиляция	38,272	40,519	40,798	42,718	43,191	43,191	43,191	43,191
	ГВС ср	8,041	8,1119	8,1528	8,5755	8,816	8,816	8,816	8,816
2	Зона котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода, в т.ч.	85,519	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
	Отопление, вентиляция	71,685	71,985	71,985	72,555	72,555	72,555	72,555	72,555
	ГВС ср	13,835	13,835	13,835	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11
3	Зона котельных № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар, в т.ч.	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
	Отопление	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
	ИТОГО (в т.ч.):	132,378	135	135,32	138,5	139,22	139,22	139,22	139,22
	теплоноситель - вода	131,832	134,45	134,77	137,96	138,67	138,67	138,67	138,67
	теплоноситель - пар	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546

2.5. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Изменение удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов не планируется.

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

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период не предусматривается.

Решения по проектированию и строительству планируемых для размещения объектов промышленного, агропромышленного комплекса и малого бизнеса, приведенные в табл. 2.3.4 в настоящий момент не принято. Исходные данные для укрупненного расчета теплопотребления указанными объектами (количество строений, их назначение, объем зданий) отсутствуют.

Необходимые расчеты нагрузок, годового потребления тепловой энергии, а также решения по подключению к теплогенерирующим источникам будут выполнены в последующей актуализации Схемы теплоснабжения, соответствующей такому решению.

2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Согласно Федеральному закону № 190-ФЗ от 27.07.2010 (ред. от 25.06.2012) "О теплоснабжении", наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В пункте 96 Постановления Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" указаны социально значимые категории потребителей (объекты потребителей). К ним относятся:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;

- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Данные перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель отсутствуют.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

Согласно ст. 10 ФЗ №190 "О теплоснабжении", поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя в целях обеспечения потребления тепловой энергии объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 года, могут осуществляться на основании долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения, заключенных в установленном Правительством Российской Федерации порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование цен (тарифов) в отношении объема тепловой энергии (мощности), теплоносителя, продажа которых осуществляется по таким договорам, не применяется.

Заключение долгосрочных (на срок более чем один год) договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, возможно при соблюдении следующих условий:

1) заключение договоров в отношении тепловой энергии, произведенной источниками тепловой энергии, введенными в эксплуатацию до 1 января 2010 года, не влечет за собой дополнительное увеличение тарифов на тепловую энергию (мощность) для потребителей, объекты которых введены в эксплуатацию до 1 января 2010 года;

2) существует технологическая возможность снабжения тепловой энергией (мощностью), теплоносителем от источников тепловой энергии потребителей, которые являются сторонами договоров.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения в городском округе г. Нововоронеж. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры РAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

1. пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

2. не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

3. определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом РAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на РAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на РAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами РAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение РAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Пунктом 2 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" установлено, что при разработке и актуализации схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения до 100 тыс. человек соблюдение требований, указанных в подпункте "в" пункта 23 и пунктах 55 и 56 требований к схемам теплоснабжения ("Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"), утвержденных настоящим постановлением, не является обязательным.

Для использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены соответствующим программным комплексом.

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

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими

устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

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

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

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

Расчеты Zulu Thermo 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

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

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 количества 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

Таблица 4.1.1

Баланс располагаемой тепловой мощности и максимальной перспективной тепловой нагрузки для определения резерва/дефицита мощности существующих источников теплоснабжения.

Статья баланса \ Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность ТФУ НВАЭС, Гкал/час	55	55	55	55	55	55	55
Располагаемая мощность (в отопительный период) ТФУ НВАЭС для сторонних потребителей промзоны и городского округа город Нововоронеж, Гкал/час	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60
Максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для нужд НВФ ООО «АТЭС» с учетом плана выработки электроэнергии, Гкал/час	40						
Максимальная (в отопительный период) располагаемая мощность ТФУ НВАЭС для сторонних потребителей промзоны по договорам теплоснабжения с учетом плана выработки электроэнергии, Гкал/час	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Собственные нужды, Гкал/час	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09
Потери в магистральных сетях, Гкал/час	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Установленная мощность ТФУ НВАЭС-2, Гкал/час		160	160	160	160	160	160
Располагаемая мощность ТФУ НВАЭС-2 для сторонних потребителей городского округа город Нововоронеж, Гкал/час		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность теплообменного оборудования ЦТП, Гкал/ч	0	0	129,000	129,000	129,000	129,000	129,000
Установленная (располагаемая) мощность котельной № 3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в гор. воде, Гкал/ч	60,250						
Собственные нужды, Гкал/ч	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную № 3 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
Установленная (располагаемая) мощность котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9), в гор. воде, Гкал/ч	84,910						
Собственные нужды, Гкал/ч	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226	0,226
Тепловая нагрузка, подключенная через котельную ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9), Гкал/ч	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
Установленная мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	53,500						
Располагаемая мощность котельных № 1-2 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1), в паре, Гкал/ч	48,090						
Собственные нужды, Гкал/ч	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725
Тепловая нагрузка, подключенная через котельные № 1-2 (Заводской пр-д, 1), Гкал/ч	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
Суммарная по единой системе теплоснабжения мощность брутто, Гкал/ч	90,763	90,443	87,256	86,542	86,542	86,542	86,542
Потери в распределительных сетях, Гкал/ч	19,943	18,865	19,312	19,411	19,411	19,411	19,411
Резерв, Гкал/ч	70,820	71,578	67,944	67,131	67,131	67,131	67,131
Резерв, %	30,4	30,7	29,1	28,8	28,8	28,8	28,8

4.2 Балансы перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) перспективной располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Существующие источники тепловой энергии в городе Нововоронеже имеют резерв для обеспечения существующих и перспективных нагрузок потребителей: на 2024 г – 30,4%, на расчетный срок – 28,8%. При проведении реконструкции и модернизации источников теплоснабжения изменение установленной мощности оборудования не планируется. Балансы перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки приведены в таблице 4.1.1.

4.3 Баланс отпуска выработки и покупки тепловой энергии в системе теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж.

Балансы отпуска, выработки и покупки тепловой энергии с делением на зоны действия источников на 2024 год, приведены в таблицах 4.3.1 – 4.3.3.

Таблица 4.3.1

Баланс отпуска, выработки и покупки тепловой энергии
ООО «АТЭС – Нововоронеж» на 2024 год
(теплоноситель – вода)

Наименование показателя	Котельная шоссе, д.9	Воронежское Котельные проезд, д.1	Заводской	ВСЕГО
Выработка тепловой энергии (в горячей воде), тыс. Гкал	75,53	38,23		113,76
Поставка тепловой энергии от паровой котельной, тыс. Гкал		16,84		16,84
Покупка на АЭС, тыс. Гкал	16,93	172,30		189,23
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	1,18	1,61		2,79
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	91,28	225,76		317,04
Потери в сетях, тыс. Гкал	11,08	33,30		44,38
Полезный отпуск, (реализация), тыс. Гкал	80,20	192,46		272,66

Таблица 4.3.2

Баланс отпуска, выработки и покупки тепловой энергии ООО «АТЭС - Нововоронеж» на 2024 г.
(теплоноситель – пар)

Наименование показателя	Котельные д.1	Заводской проезд,
Выработка тепловой энергии (в паре), тыс. Гкал	18,92	
пар на деаэратор, тыс. Гкал	16,84	
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	1,84	
Отпуск в сеть сторонним потребителям, тыс. Гкал	0,24	
Потери в сетях, тыс. Гкал	0,00	
Полезный отпуск сторонним потребителям (реализация), пар, тыс. Гкал	0,24	

Таблица 4.3.3

Общий баланс отпуска тепловой энергии в горячей воде и паре по филиалу АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС» на 2024 год

№	Наименование показателя	Ед.изм.	2024
1	Производство теплоэнергии, в т.ч.:	Гкал	363 735,10
1.1	НВАЭС	Гкал	307 533,94
1.1.1	пар	Гкал	50 896,04
1.1.2	гор.вода	Гкал	256 637,90
1.2	НВАЭС-2	Гкал	56 201,16
1.2.1	пар	Гкал	0,00
1.2.2	гор.вода	Гкал	56 201,16
2	Расход теплоэнергии на собственные нужды, в т.ч.:	Гкал	134 822,65
2.1	НВАЭС	Гкал	93 388,98
2.1.1	пар	Гкал	45 874,22
2.1.2	гор.вода	Гкал	47 514,76
2.2	НВАЭС-2	Гкал	41 433,67
2.2.1	пар	Гкал	0,00
2.2.2	гор.вода	Гкал	41 433,67
3	Отпуск теплоэнергии с коллекторов, в т.ч.:	Гкал	228 912,45
3.1	НВАЭС	Гкал	214 144,96
3.1.1	пар	Гкал	5 021,82
3.1.2	гор.вода	Гкал	209 123,14
3.2	НВАЭС-2	Гкал	14 767,49
3.2.1	пар	Гкал	0,00
3.2.2	гор.вода	Гкал	14 767,49
4	Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды в т.ч.:	Гкал	27 755,27
4.1	НВАЭС	Гкал	15 058,78
4.1.1	пар	Гкал	3 029,97
4.1.2	гор.вода	Гкал	12 028,81
4.2	НВАЭС-2	Гкал	12 696,49
4.2.1	пар	Гкал	0,00
4.2.2	гор.вода	Гкал	12 696,49
5	Полезный отпуск теплоэнергии в т.ч.:	Гкал	201 157,18
5.1	НВАЭС	Гкал	199 086,18
5.1.1	пар	Гкал	1 991,85
5.1.2	гор.вода	Гкал	197 094,33
5.2	НВАЭС-2	Гкал	2 071,00
5.2.1	пар	Гкал	0,00
5.2.2	гор.вода	Гкал	2 071,00

Ориентировочные балансы отпуска, выработки и покупки тепловой энергии в единой системе централизованного теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж на перспективный период приведены в таблице 4.3.4. На объем выработки тепловой энергии от газа котельными ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» существенно влияет объем поставки тепловой энергии от источника с комбинированной

выработкой тепловой энергии и электричества (ТФУ НВ АЭС) и может меняться в зависимости от плана выработки электроэнергии.

Таблица 4.3.4

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Выработка тепловой энергии (от газа), тыс. Гкал	161,29	132,68	140,30	142,65	142,65	142,65	142,65
в горячей воде	141,82	113,76	122,71	124,94	124,94	124,94	124,94
в паре	19,47	18,92	17,58	17,71	17,71	17,71	17,71
пар на деаэрактор, тыс. Гкал	17,52	16,84	17,34	17,47	17,47	17,47	17,47
Покупка на АЭС, тыс. Гкал	172,8	189,23	189,23	189,23	189,23	189,23	189,23
Собственные нужды источника тепла, тыс. Гкал	5,19	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63	4,63
в горячей воде	3,48	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
в паре	1,71	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Отпуск в сеть, тыс. Гкал	328,90	317,28	326,74	329,09	329,09	329,09	329,09
в горячей воде	328,66	317,04	326,50	328,85	328,85	328,85	328,85
в паре	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Потери в сетях, тыс. Гкал	48,75	44,38	45,70	46,03	46,03	46,03	46,03
в горячей воде	48,75	44,38	45,70	46,03	46,03	46,03	46,03
в паре	0	0	0	0	0	0	0
Полезный отпуск, (реализация), тыс. Гкал	275,74	272,90	281,03	283,06	283,06	283,06	283,06
в горячей воде	275,48	272,66	280,79	282,82	282,82	282,82	282,82
в паре	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

5 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

5.1 Описание сценариев развития теплоснабжения городского округа

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

Нововоронежская АЭС круглогодично, за исключением периодов плановых и внеплановых отключений энергоблока, обеспечивает базовую часть нагрузок (в горячей воде) в соответствии с установленным договором теплоснабжения от 30.12.2022г. № 90-2-200-03/19265/360.

Догрев прямой сетевой воды до нормативной температуры в зависимости от температуры наружного воздуха производится в водогрейных котлах котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

Существующие источники тепловой энергии в г. Нововоронеже имеют резерв для обеспечения перспективных нагрузок потребителей (табл. 2.4.3, 4.1.1).

Подключение к действующим городским сетям теплоснабжения новостроящихся жилых домов и объектов соцкультбыта, расположенных в Северном микрорайоне г. Нововоронежа, предусмотрено проектом застройки Северного микрорайона в существующих тепловых камерах, с заменой трубопроводов на участках теплосети от ТК-15 до ТК-22 с Ду 200 мм на Ду 300 мм (исполнено). Проектом застройки предусмотрена тупиковая схема теплоснабжения. Основная теплосеть предусмотрена диаметром Ду 300 мм, диаметры распределительных теплосетей по потребителям приняты согласно гидравлическому расчету в соответствии с проектом застройки Северного микрорайона.

Для обеспечения качественного теплоснабжения следует предусмотреть предлагаемые ниже мероприятия:

- увеличить располагаемый напор на источниках теплоснабжения на 20 м в.ст. (замена насосного оборудования на более мощное не требуется);
- рассмотреть возможность изменения температурного графика отпуска тепловой энергии от водогрейных котельных на повышенный относительно 110/70оС при приведении технического состояния систем теплопотребления в соответствие с требованиями по эксплуатации;
- в случае проведения реконструкции магистральных участков тепловых сетей предусмотреть замену на трубопроводы с большим диаметром;
- после выполнения любого из предложенных мероприятий необходимо проведение наладочно-регулирующих работ.

Все новые объекты капитального строительства предполагается подключать к существующей централизованной системе теплоснабжения по закрытой схеме ГВС с установкой пластинчатых теплообменников в ИТП зданий.

Поскольку данный вариант полностью соответствует перспективе развития городского округа, рассмотрение иных вариантов развития системы теплоснабжения г. Нововоронеж нецелесообразно.

5.2 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения городского округа

Ввиду отсутствия разных вариантов перспективного развития систем теплоснабжения города, обоснование выбора приоритетного варианта развития не требуется.

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

6.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Водоподготовка для нужд ГВС осуществляется на источниках теплоснабжения – водогрейных и паровых котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж».

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 1.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и

подачей воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

Распределение средних нагрузок на нужды ГВС по зонам действия источников теплоснабжения на перспективный период приведено в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Источник теплоснабжения (адрес)	Нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч		
	по открытой схеме	по закрытой схеме	Итого
<i>На момент актуализации</i>			
Заводской пр-д, 1	12,592	1,243	13,835
Воронежское шоссе, 9	5,402	2,639	8,041
2023 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,847	14,448
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,815	9,266
2024 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,847	14,448
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,815	9,266
2025 год			
Заводской пр-д, 1	12,601	1,518	14,110
Воронежское шоссе, 9	5,451	3,174	8,576
2026-2029 год			
Заводской пр-д, 1	12,592	1,518	14,110
Воронежское шоссе, 9	5,402	3,414	8,816

Планируемый годовой баланс отпуска в сеть теплоносителя на нужды ГВС в 2024г приведен в табл. 6.1.2.

Таблица 6.1.2

Отпуск в сеть, тыс.куб.м	Нормативные потери, тыс.куб.м	Полезный отпуск ГВС потребителям (реализация), тыс.куб.м
Воронежское шоссе, 9		
141,15	36,46	104,69
Заводской проезд, 1		
667,37	71,58	595,79
Итого		
808,52	108,04	700,48

Планируемый режим работы сетей: с 12.05.24-15.09.20 отпуск ресурсов будет прекращен в связи с перекладкой Ду500.

Расчет перспективных балансов производительности ВПУ выполнен в соответствии с Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 278 и Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 325.

Существующий и перспективный расчетный баланс производительности водоподготовительных установок в системе централизованного теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приведен в таблице 6.1.3.

В соответствии с расчетом в системах теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» наблюдается дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС, который при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3

Параметр	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026-2029
Котельная (Воронежское шоссе, 9)					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м3	2 234,02	2 234,02	2 234,02	2 234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	203,66	203,66	203,66	203,66
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	198,07	198,07	198,07	198,07
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-67,16	-67,16	-67,16	-67,16
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1932,8	1932,8	1932,8	1932,8
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1)					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м3	3 079,85	3 079,85	3 124,91	3 124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	469,41	469,41	469,41	469,52
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	461,71	461,71	461,71	461,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-109,41	-109,41	-109,41	-109,52
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1590,6	1590,6	1590,6	1590,5

6.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Согласно пункту 6.22 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В системе теплоснабжения г. Нововоронеж аварийная подпитка осуществляется химически обработанной не деаэрированной водой. Баланс производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения на момент актуализации и в ретроспективный период представлен в табл. 6.2.1.

В соответствии с расчетом в системах теплоснабжения котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» наблюдается дефицит производительности водоподготовительных установок для компенсации потерь теплоносителя в часы максимального водоразбора на нужды ГВС, который при необходимости покрывается за счет баков-аккумуляторов БАГВ. Сведения о БАГВ отражены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1

Параметр	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026-2029
Котельная (Воронежское шоссе, 9)					
Производительность ВПУ	т/ч	136,5	136,5	136,5	136,5
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	2000	2000	2000	2000
Объем тепловых сетей	м3	2234,02	2 234,02	2 234,02	2 234,02
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	203,66	203,66	203,66	203,66
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,59	5,59	5,59	5,59
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	198,07	198,07	198,07	198,07
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	44,6804	44,6804	44,6804	44,6804
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-111,84	-111,84	-111,84	-111,84
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1888,2	1888,2	1888,2	1888,2
Котельная №3 (Заводской пр-д, 1)					
Производительность ВПУ	т/ч	360	360	360	360
Срок службы	лет				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1700	1700	1700	1700
Объем тепловых сетей	м3	3079,85	3 079,85	3 079,85	3 124,91
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	469,41	469,41	469,41	469,52
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,70	7,70	7,70	7,81
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС в часы максимального водоразбора	т/ч	461,71	461,71	461,71	461,71
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	61,597	61,597	61,597	62,4982
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-171,00	-171,00	-171,00	-172,02
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ с учетом БАГВ	т/ч	1529,0	1529,0	1529,0	1528,0

7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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

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

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие

отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в 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 95оС и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

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

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

7.2 Обоснование предполагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

В городском округе г. Нововоронеж централизованное теплоснабжение осуществляется тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Суммарная производительность источников тепловой энергии в единой системе теплоснабжения достаточная и имеет резерв на 2024 г – 30,4%, на расчетный срок – 28,8% для покрытия существующих и перспективных объемов потребления тепла потребителями.

В строительстве новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет необходимости.

7.3 Обоснование предполагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

На энергоблоке №4 с реактором ВВЭР-440 Нововоронежской АЭС в декабре 2017 года стартовали плановые масштабные работы по модернизации: осуществлён новый проект по продлению срока эксплуатации еще на 15 лет (до 2032 г.)

18 сентября 2011 г. после масштабной модернизации, испытания вновь смонтированных систем и оборудования, первый в России энергоблок-миллионник с реактором ВВЭР снова введен в эксплуатацию. Был выполнен беспрецедентный объем основных работ, в результате энергоблок № 5 НВАЭС полностью соответствует современным российским стандартам безопасности и рекомендациям МАГАТЭ, а дополнительный срок его эксплуатации увеличился на 26 лет.

31.10.2019 Приказом № 9/1541-П был введен в эксплуатацию объект капитального строительства «Нововоронежская АЭС-2» с энергоблоками № 1 и № 2.

Другие мероприятия и решения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии не планируются.

7.4 Решения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

В процессе эксплуатации систем теплоснабжения г. Нововоронеж на источниках теплоснабжения городского округа проводятся плановые ремонты оборудования с целью повышения надежности работы.

Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности на момент актуализации не планируются.

7.5 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды

теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

В соответствии с п. 3 ст. 23 Федерального закона от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 01.04.2020) "О теплоснабжении" должны быть предусмотрены меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

В связи с тем, что теплоснабжение г. Нововоронеж осуществляется от нескольких источников, одним из которых является источник с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС», остальные котельные работают в резервно-пиковом режиме для догрева теплоносителя до требуемой температуры в зависимости от температуры наружного воздуха. Поэтому переоборудование этих котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не планируется.

7.6 Обоснование предполагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Изменение зон действия существующих источников теплоснабжения не предполагается. Реконструкция котельных в связи с вышеизложенным не предусмотрена.

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

Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации существующих котельных не предполагается.

7.8 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

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 поселения малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га.

Низкая плотность застройки кварталов индивидуального жилого строительства (район Полубяновка) со средней расчетной тепловой нагрузкой 0,0038 Гкал/га ведет к большой протяженности тепловых сетей и большому количеству абонентских вводов.

7.9 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Приориты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников предприятий. Изменение существующих производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период не предусматривается.

Решения по проектированию и строительству планируемых для размещения объектов промышленного, агропромышленного комплекса и малого бизнеса, приведенные в табл. 2.3.4 в настоящий момент не приняты. Исходные данные для укрупненного расчета теплопотребления указанными объектами (количество строений, их назначение, объем зданий) отсутствуют.

Необходимые расчеты нагрузок, годового потребления тепловой энергии, а также решения по подключению к теплогенерирующим источникам будут выполнены в последующей актуализации Схемы теплоснабжения, соответствующей такому решению.

7.10 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

Согласно п. 30, статьи 2 ФЗ № 190 от 27.07.2010: «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;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Целью расчета радиусов эффективного теплоснабжения является установление целесообразности или нецелесообразности трансформации систем теплоснабжения. Целевым параметром является совокупный расход в системе теплоснабжения на единицу мощности, определяемый в зоне действия каждого источника теплоснабжения

Все источники тепловой энергии городского округа город Нововоронеж имеют резерв по мощности на весь период действия разработанной Схемы теплоснабжения.

По причине объединения системы теплоснабжения, с выделением базового источника тепловой энергии – ТФУ НВ ЭС, расчет радиуса эффективного теплоснабжения аннулирован. Во всех случаях приоритетным является использование теплоты, вырабатываемой на теплофикационных установках НВ АЭС.

8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

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

Перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не планируется.

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

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную застройку во вновь осваиваемых районах планируется при застройке Северного микрорайона.

Подключение к действующим городским сетям теплоснабжения жилых домов и объектов соцкультбыта, расположенных в Северном микрорайоне г. Нововоронеж, предусмотрено проектом застройки Северного микрорайона в существующих тепловых камерах. Проектом застройки предусмотрена тупиковая схема теплоснабжения. У каждого потребителя предусматривается ИТП, предназначенные для подключения систем отопления и для приготовления горячей воды. Систему горячей водоснабжения (теплопотребления) объектов планируется подключать по закрытой схеме.

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

В существующей схеме теплоснабжения имеется возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии. Строительство новых тепловых сетей, обеспечивающих поставки тепловой энергии от разных источников тепловой энергии, не планируется.

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

Строительство тепловых сетей для обеспечения повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не предполагается. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечиваются мероприятиями по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием срока службы.

8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не предполагается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с окончанием срока службы (см. п. 8.6)

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

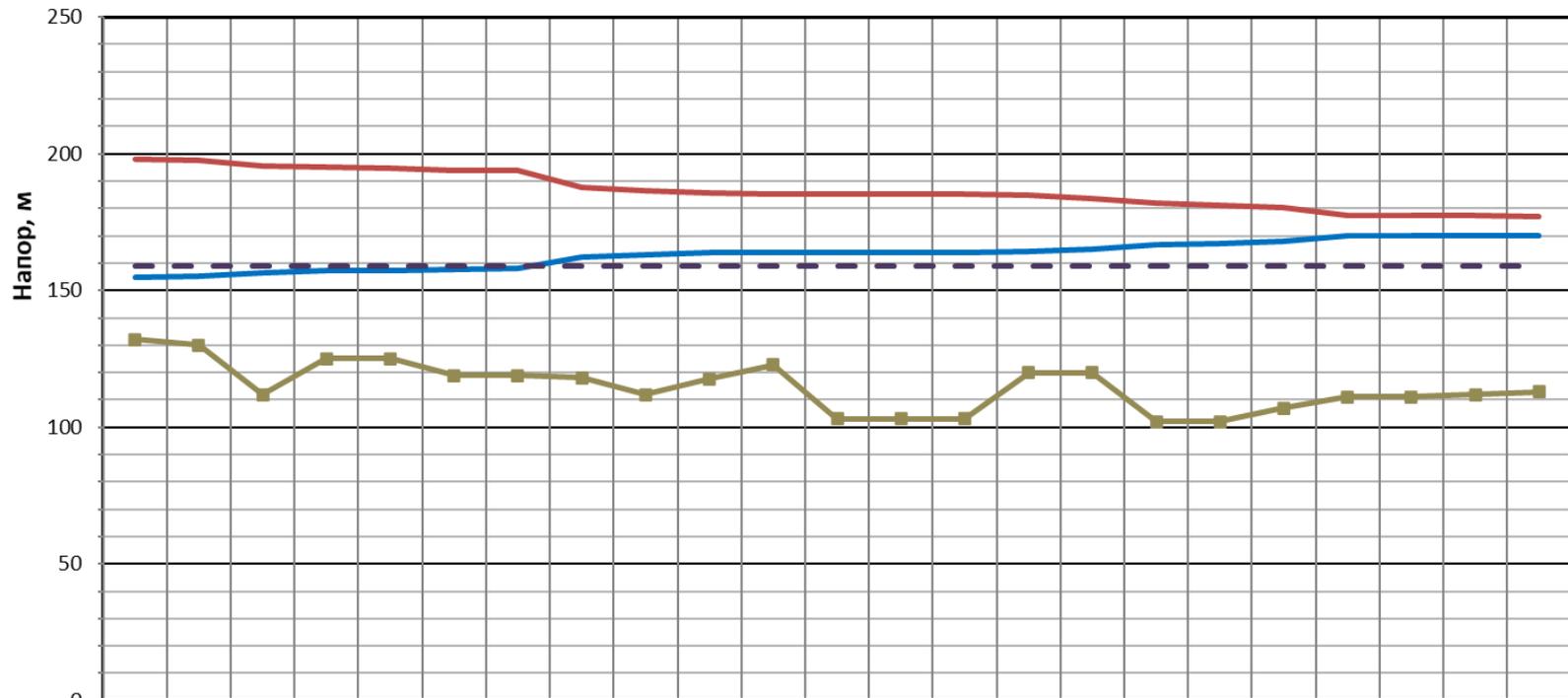
Гидравлический расчет тепловых сетей при существующих нагрузках показал, что при температурном графике отпуска тепловой энергии 150/70оС со срезкой на 110оС участки магистральных трубопроводов (от котельной (Воронежское ш., 9) до ТК-10 диаметром Ду 500 мм; от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до ТК-3 диаметром Ду 500 мм и от ТК-6 до ТК 9 диаметром Ду 250-300 мм) имеют недостаточную пропускную способность для передачи тепловой энергии до потребителей без нарушений требуемых параметров теплоносителя (разд. 1.3.7).

Гидравлический расчет тепловых сетей с учетом перспективных нагрузок выполнен на основании данных, приведенных в табл. 8.6.1.

Таблица 8.6.1

Водогрейные котельные	Перепад давлений на источнике теплоты кгс/см ²	Темпера-турный график	Планируемые тепловые потери в тепловых сетях, %	Расчетный расход теплоносителя с учетом потерь, т/ч
Котельная (Воронежское шоссе, 9) – теплоноситель вода	6,6/2,3	150/70	10	767
	7,6/2,3	130/70	10	969
Котельная № 3 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель вода	6,5/2,2	150/70	10	1255
	6,5/2,2	130/70	10	1589

Пьезометрические графики к гидравлическому расчету на температурный график 150/70°С приведены на рис. 8.6.1 – 8.6.3.



	Котельная АТЭС	TK-0/7	У1	У-3	TK-6	У4	TK-8	TK-9	У3-9/1	TK-10	TK-11	TK-13	TK-14	TK-15	TK-18	TK-19/TK-20	TK-комм.1а	TK-21	TK-22	TK-22/1	TK-22/2	TK-22/3	141 Стрелковой дивизии и. 7
Высотная отметка, м	132,0	130,0	112,0	125,0	125,0	119,0	119,0	118,0	112,0	117,6	122,9	103,2	103,2	103,2	120,0	120,0	102,0	102,0	107,0	111,0	111,0	112,0	113,0
Напор (подача), м	198,0	197,8	195,7	194,9	194,7	194,1	193,7	187,6	186,5	185,6	185,4	185,4	185,3	185,2	184,8	183,6	181,8	181,1	180,3	177,4	177,3	177,3	177,2
Напор (обратка), м	155,0	155,2	156,6	157,2	157,4	157,8	158,1	162,3	163,0	163,7	163,8	163,9	163,9	164,0	164,3	165,2	166,6	167,1	167,8	170,1	170,1	170,1	170,2
Располагаемый напор, м	43,0	42,6	39,1	37,7	37,2	36,3	35,7	25,2	23,5	22,0	21,6	21,5	21,4	21,1	20,5	18,4	15,3	14,0	12,5	7,3	7,2	7,2	6,9
Длина участка, м		41,9	361,0	176,0	70,0	150,0	100,0	1700,0	280,0	280,0	479,0	192,3	291,0	375,0	30,0	100,0	233,0	96,9	120,0	445,2	72,2	73,3	48,5
Диаметр участка, м		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1
Скорость теплоносителя (подача), м/с		1,30	1,29	1,17	1,08	1,07	1,04	1,04	1,03	0,99	0,38	0,35	0,35	0,35	1,39	1,37	1,10	1,06	1,06	1,01	0,30	0,26	0,36
Скорость теплоносителя (обратка), м/с		1,15	1,09	0,98	0,90	0,88	0,86	0,86	0,86	0,82	0,32	0,30	0,30	0,30	1,19	1,17	0,95	0,93	0,93	0,88	0,25	0,23	0,25
Статическое давление, м	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0

Рис. 8.6.1. Пьезометрический график тепловой сети от котельной (Воронежское ш., 9) до МКЖД (ул. 141 Стрелковой дивизии, 7) при температурном графике 150/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок.

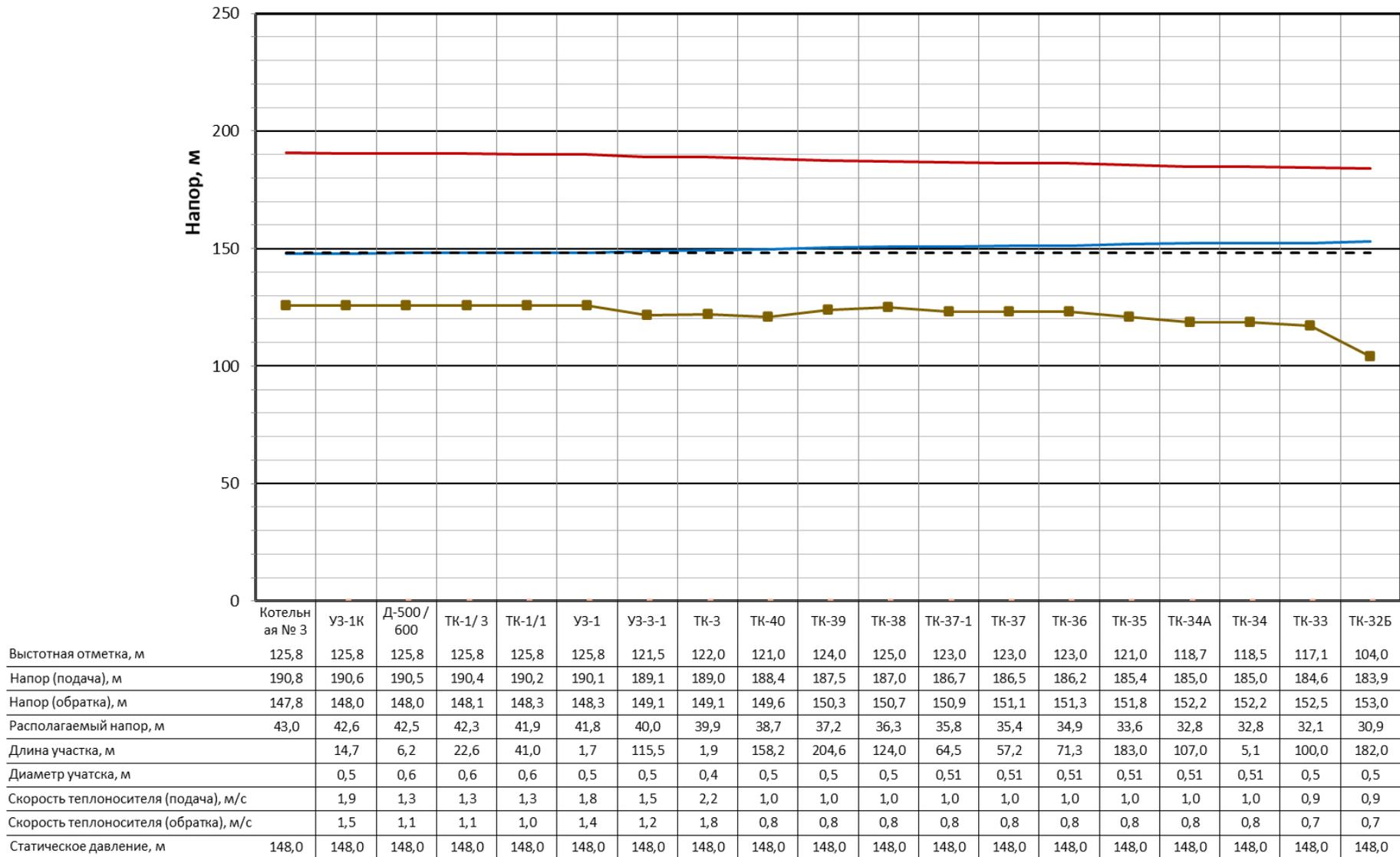
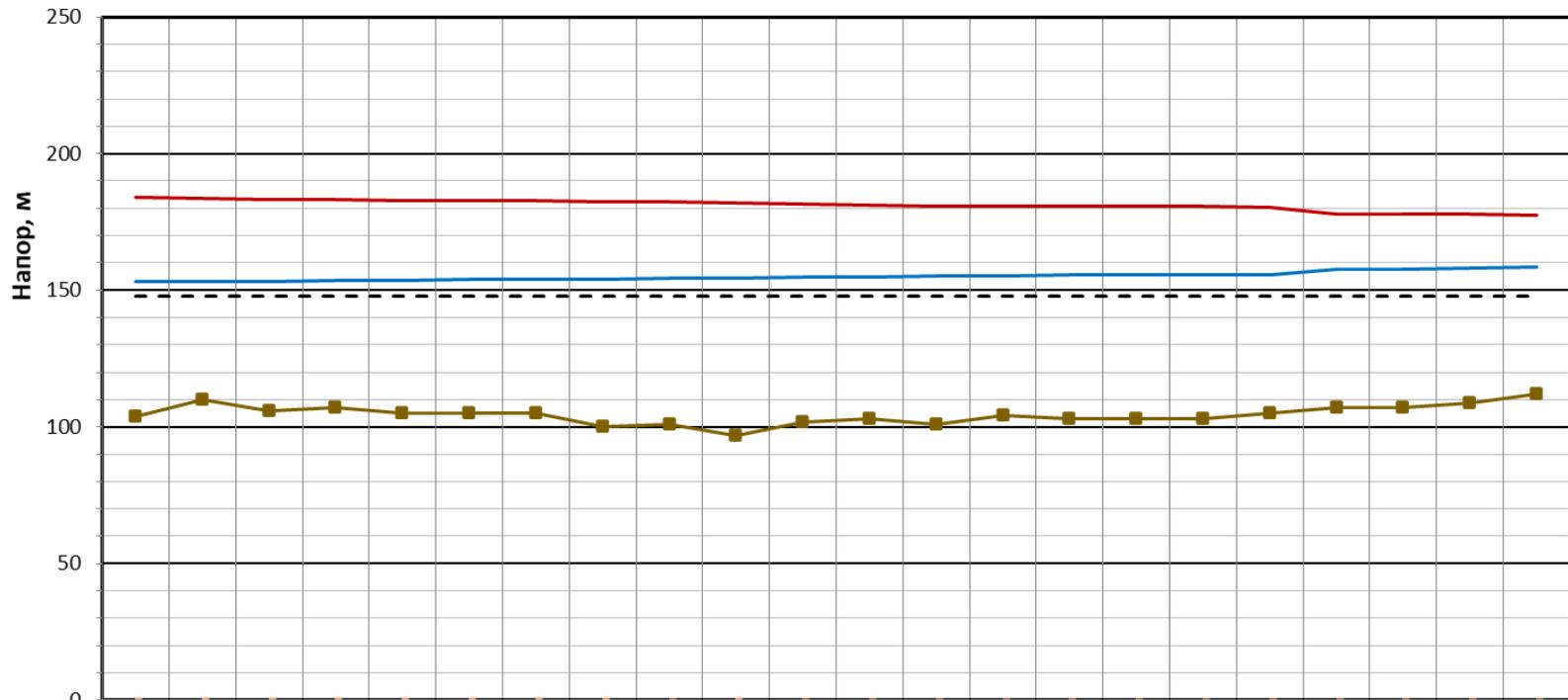


Рис. 8.6.2. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до Медсанчасти 33 (ул. Космонавтов, 18) при температурном графике 150/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок.



	TK-32Б	TK-32	TK-32А	TK-31/1	TK-31	TK-31/2	TK-31/3А	УЗ-30-1	TK-30	TK-29	TK-28	TK-27	TK-25	TK-24/А	TK-24	TK-23	TK-22	TK-21	УЗ-21/1	TK-21/1	УЗ-153	Гл. лечебный корпус МСЧ-33
Высотная отметка, м	104,0	110,0	106,0	107,0	105,0	105,0	105,0	100,0	101,0	97,0	101,7	103,0	101,0	104,3	103,0	103,0	103,0	105,0	107,0	107,0	108,6	112,0
Напор (подача), м	183,9	183,4	183,4	183,2	182,9	182,8	182,8	182,3	182,2	182,1	181,6	181,3	180,7	180,6	180,6	180,5	180,5	180,5	177,9	177,9	177,9	177,6
Напор (обратка), м	153,0	153,3	153,4	153,5	153,7	153,8	153,8	154,2	154,2	154,3	154,7	154,9	155,4	155,4	155,4	155,5	155,5	155,5	157,8	157,8	158,2	158,4
Располагаемый напор, м	30,9	30,1	30,0	29,7	29,1	29,0	28,9	28,1	28,0	27,8	26,9	26,3	25,3	25,2	25,1	25,1	25,1	25,0	20,2	20,1	19,7	19,2
Длина участка, м	182,0	126,0	20,0	60,0	138,0	30,0	14,7	192,4	2,2	113,0	100,0	98,0	199,0	61,0	40,0	27,5	24,9	61,3	72,4	1,5	38,6	9,0
Диаметр участка, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,31	0,51	0,31	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
Скорость теплоносителя (подача), м/с	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,6	0,5	0,8	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	1,3	0,8	0,8	1,0
Скорость теплоносителя (обратка), м/с	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,2	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	1,3	0,8	0,8	1,0
Статическое давление, м	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0

Рис. 8.6.2. (продолжение).

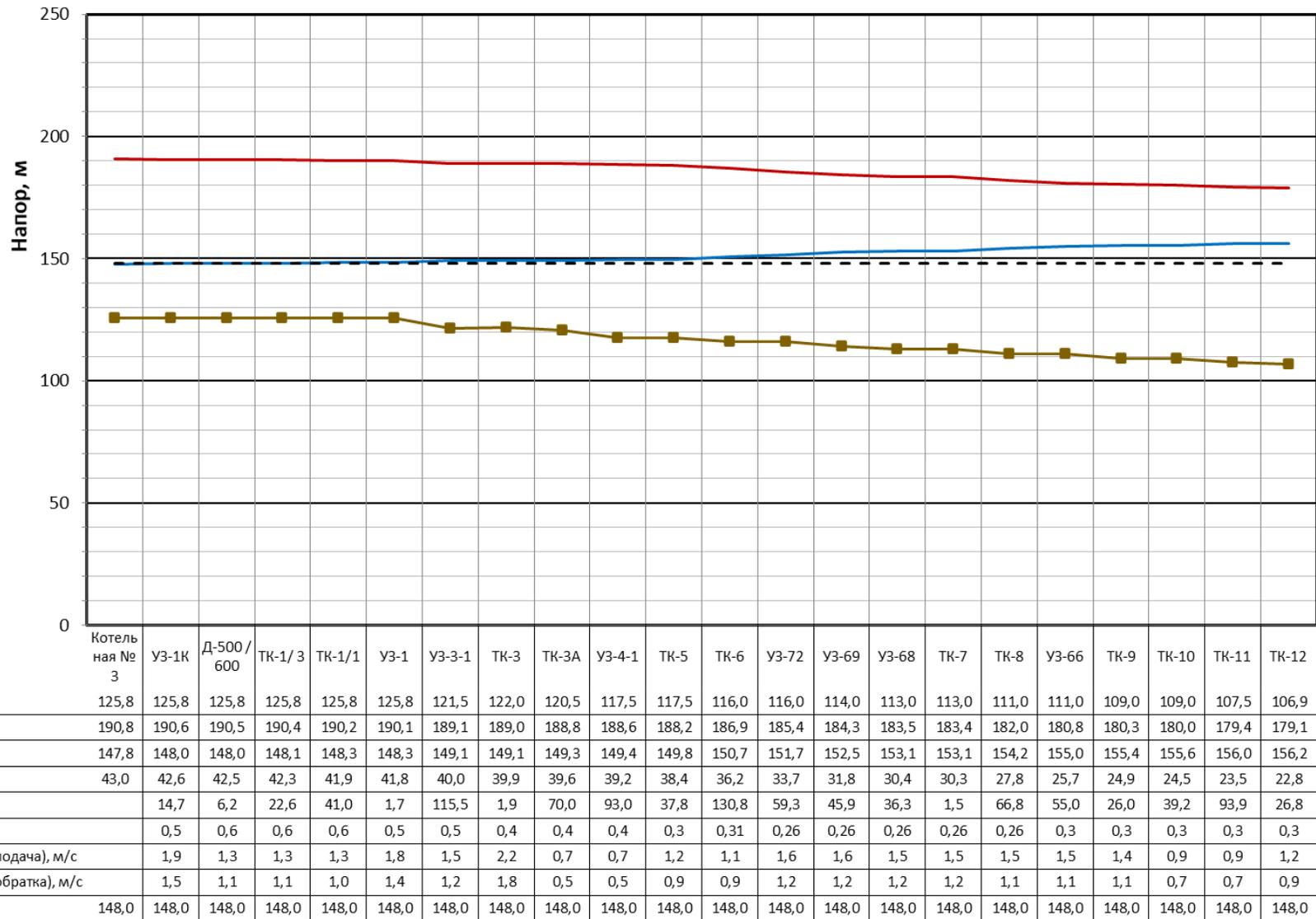
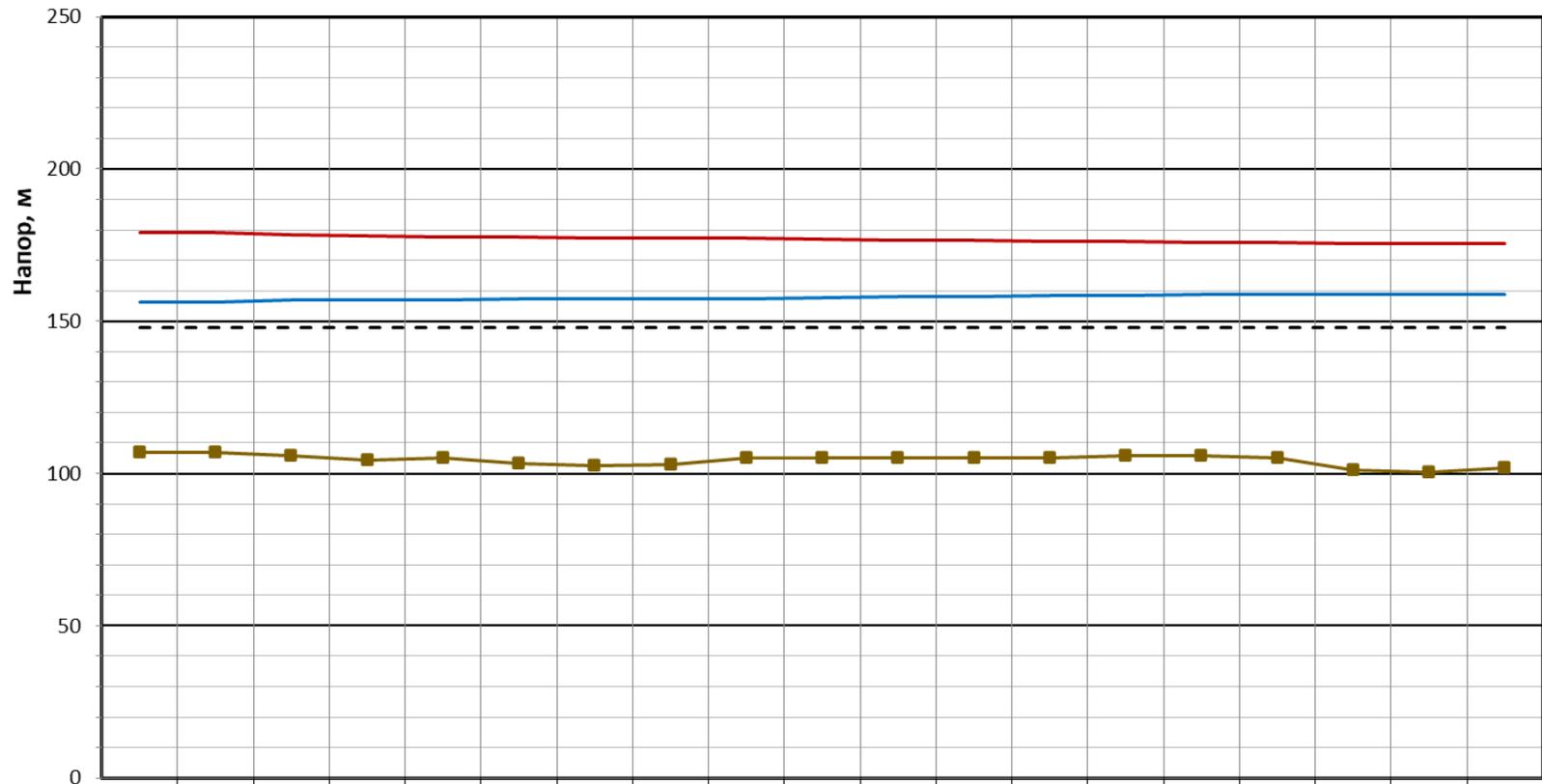


Рис. 8.6.3. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) при температурном графике 150/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок.



	TK-12	TK-12A	УЗ-58	TK-13/1	TK-13	TK-14	TK-15	TK-16	TK-17	TK-17A	TK-18	TK-18A	TK-19	TK-19/1	TK-20	TK-20/1	TK-20/4	TK-20/5	СОШ №2
Высотная отметка, м	106,9	106,9	106,0	104,4	105,0	103,3	102,7	103,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	106,0	106,0	105,0	101,0	100,5	102,0
Напор (подача), м	179,1	179,0	178,2	177,9	177,8	177,6	177,5	177,4	177,3	177,1	176,7	176,6	176,3	176,1	175,8	175,7	175,6	175,5	175,5
Напор (обратка), м	156,2	156,3	156,8	157,1	157,1	157,3	157,4	157,4	157,5	157,7	157,9	158,0	158,3	158,4	158,7	158,7	158,8	158,9	158,9
Располагаемый напор, м	22,8	22,7	21,4	20,8	20,7	20,3	20,1	20,0	19,8	19,4	18,8	18,6	18,0	17,7	17,2	17,0	16,7	16,6	16,6
Длина участка, м	26,8	12,3	62,7	32,8	25,5	74,0	50,0	32,0	61,0	185,0	42,3	17,1	68,1	49,0	141,1	40,0	116,4	55,9	35,3
Диаметр участка, м	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,31	0,31	0,21	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Скорость теплоносителя (подача), м/с	1,2	0,8	1,1	1,0	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Скорость теплоносителя (обратка), м/с	0,9	0,6	0,8	0,8	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Статическое давление, м	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0

Рис. 8.6.3. (продолжение).

Гидравлический расчет тепловых сетей с учетом перспективных нагрузок показал, что при температурном графике отпуска тепловой энергии 150/70°C магистральные тепловые сети работают в оптимальном режиме, необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей обеспечиваются, но запаса пропускной способности магистральных трубопроводов нет.

Следовательно, в случае принятия решения о переходе на пониженный график отпуска тепловой энергии (130/70°C, 110/70°C) необходимо предпринимать дополнительные мероприятия, такие как:

- реконструкция части участков тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения достаточной пропускной;
- внесение изменений в параметры работы насосного оборудования;
- проведение режимно-наладочных работ на тепловых сетях и ИТП потребителей, обеспечивающих равномерное распределение тепла по потребителям необходимо в любом случае, независимо от принятого решения по графику отпуска тепловой энергии.

При перекладке участков магистральной сети от котельной (Воронежское шоссе, 9) до ТК-34А с Ду 500 мм на Ду 600 мм и организации перепада давлений на источнике теплоты 7,6/2,3 кгс/см² (замена насосного оборудования на более мощное не требуется) обеспечиваются необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей при температурном графике 130/70°C. Пьезометрический график к гидравлическому расчету на указанные выше параметры приведен на рис. 8.6.4.

При работе водогрейной котельной № 3 (Заводской проезд, 1) по температурному графику 130/70°C обеспечиваются необходимые параметры для качественного теплоснабжения потребителей с учетом перекладки головного участка тепловой сети от источника с Ду 500 мм на Ду 600 мм. Пьезометрические графики к гидравлическому расчету на указанные выше параметры приведены на рис. 8.6.5-8.6.6.

Перечень участков тепловых сетей, подлежащих реконструкции с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки при работе источников по температурному графику 130/70°C приведен в таблице 8.6.2.

Таблица 8.6.2

№ п/п	Наименование участка (источник)	Диаметр Ду, мм		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м
		факт	план	
1	Котельная – ТК-34А (Воронежское шоссе, 9)	500	600	3046,1
2	котельная № 3 – ТК-3 (Заводской пр-д, 1)	500	600	203,6

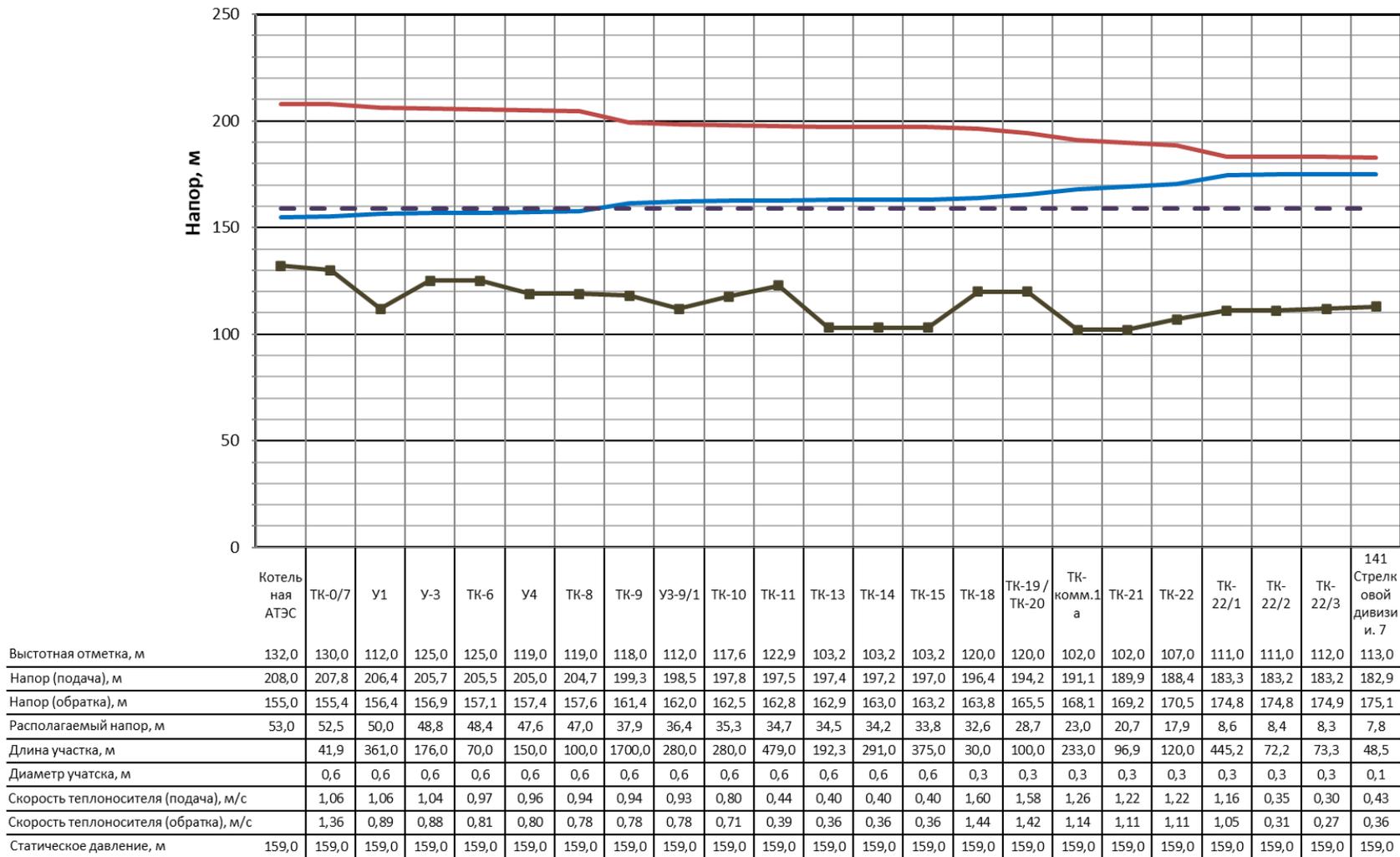


Рис. 8.6.4. Пьезометрический график тепловой сети от котельной (Воронежское ш., 9) до МКЖД (ул. 141 Стрелковой дивизии, 7) при температурном графике 130/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок при условии реконструкции магистральных участков тепловой сети с увеличением диаметра и изменением параметров работы насосного оборудования на источнике теплоснабжения.

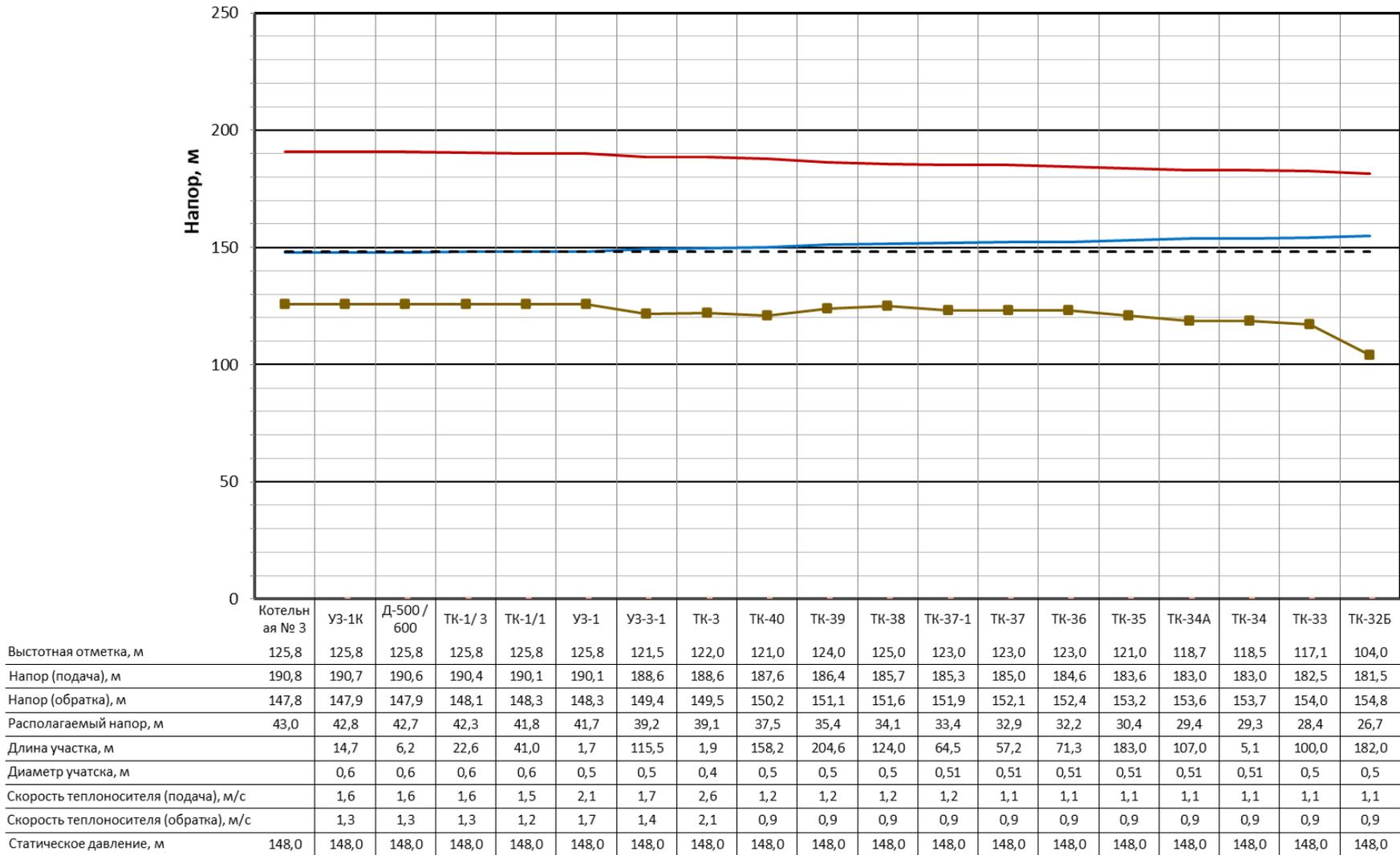


Рис. 8.6.5. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до Медсанчасти 33 (ул. Космонавтов, 18) при температурном графике 130/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок при условии реконструкции головного участка тепловой сети от источника теплоснабжения с увеличением диаметра.

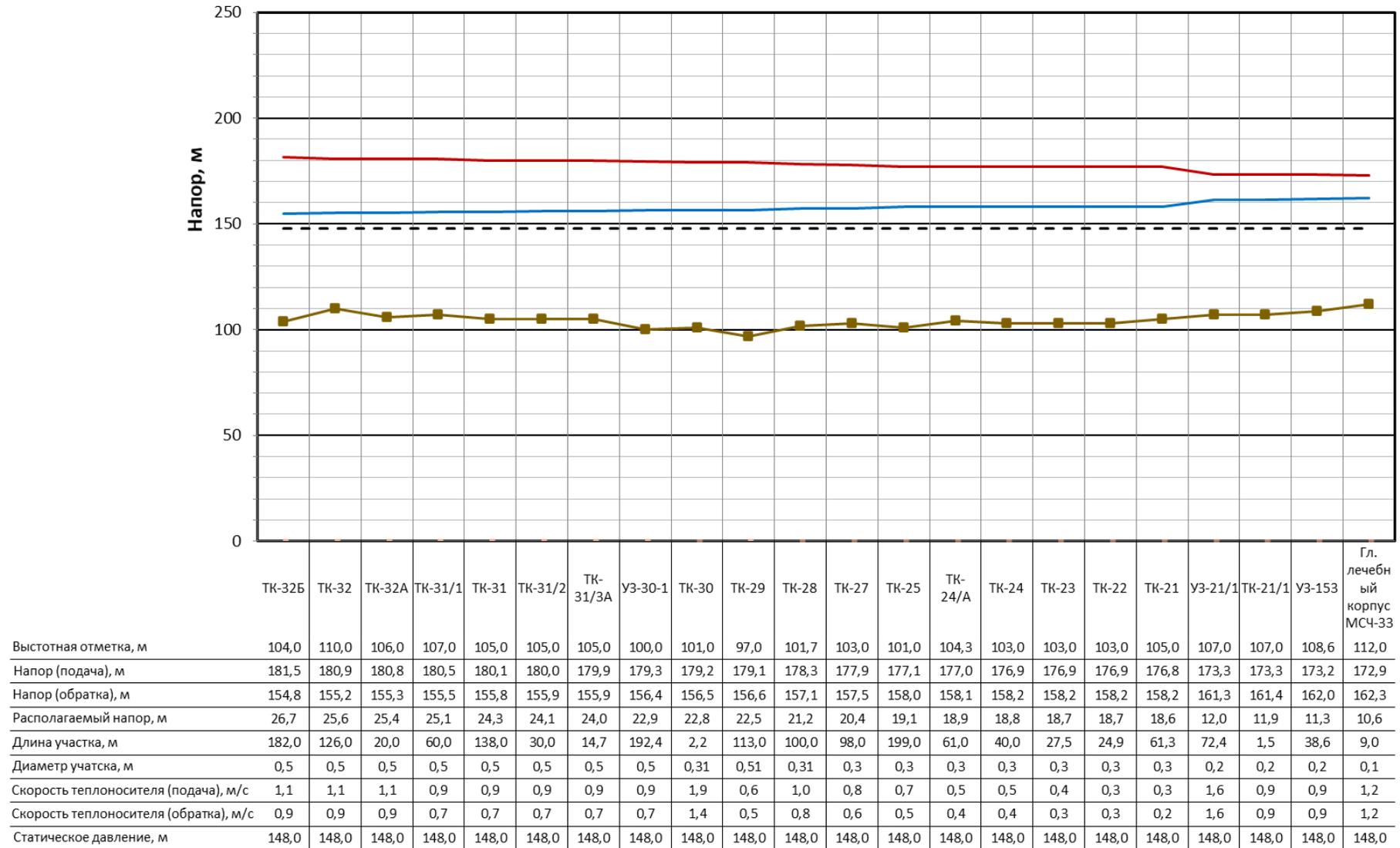


Рис. 8.6.5. (продолжение)

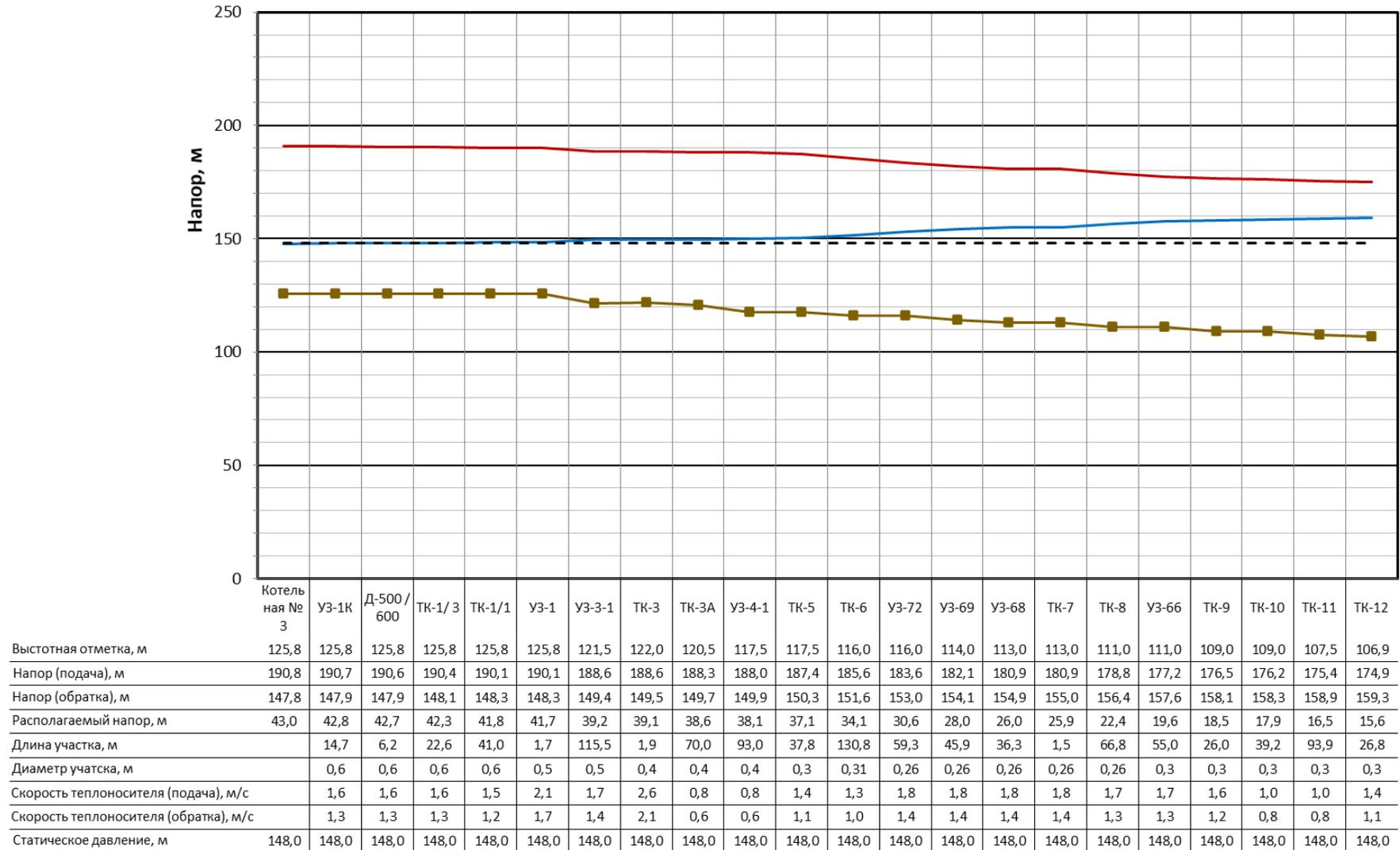


Рис. 8.6.6. Пьезометрический график тепловой сети от котельной № 3 (Заводской пр-д, 1) до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) при температурном графике 130/70°С с учетом подключения перспективных нагрузок при условии реконструкции головного участка тепловой сети от источника теплоснабжения с увеличением диаметра.

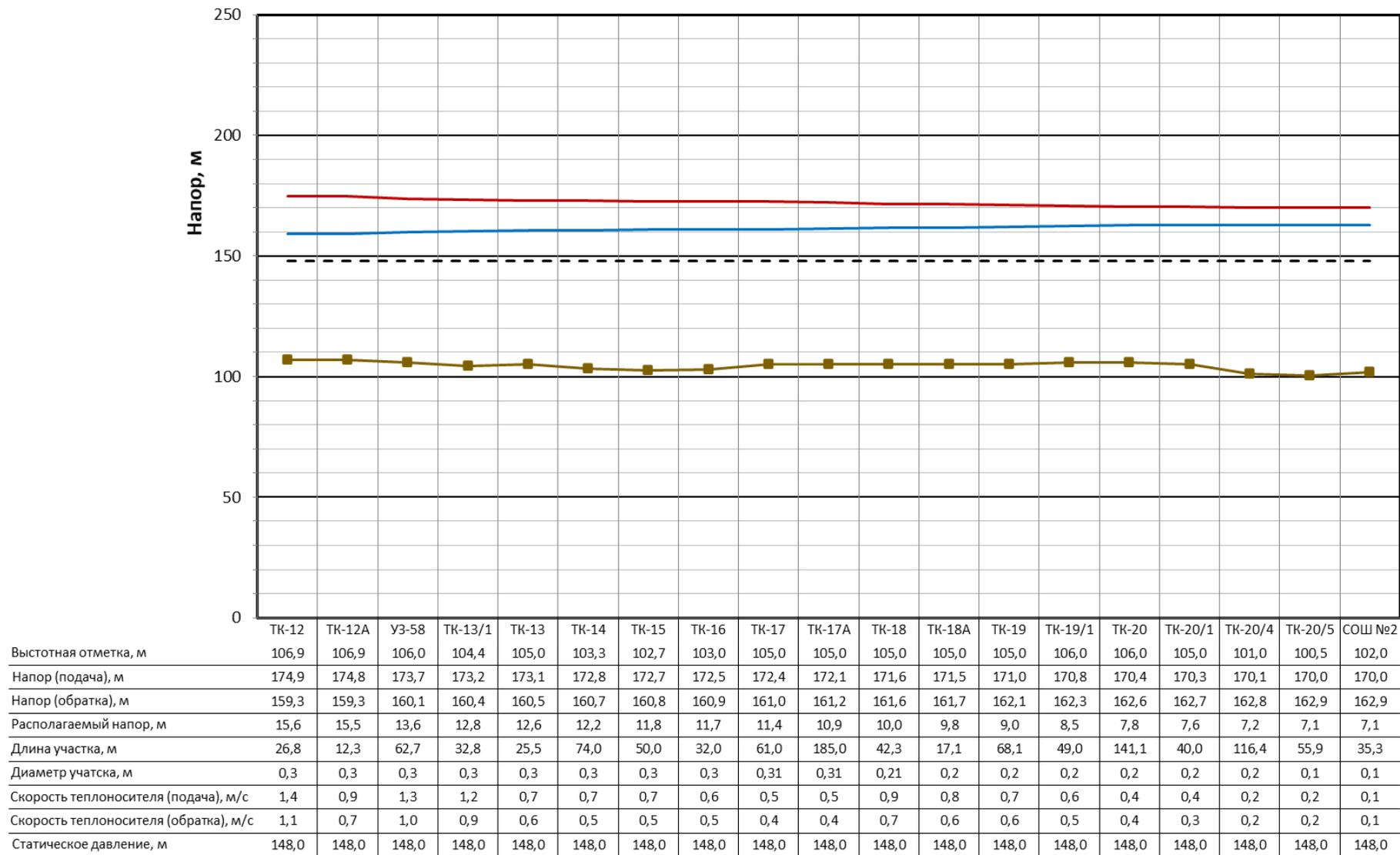


Рис. 8.6.6. (продолжение)

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

Основные проблемы в организации надежного и качественного теплоснабжения сводятся к техническим причинам, приводящим к снижению качества теплоснабжения потребителей и увеличению затрат по топливно-энергетическим ресурсам:

1. Высокий износ участков тепловых сетей;
2. Неудовлетворительное состояние тепловой изоляции и покровного слоя тепловых сетей.

Реконструкция/капитальный ремонт участков тепловых сетей производится по мере производственной необходимости. На момент актуализации Схемы теплоснабжения доля ветхих сетей в целом по системе теплоснабжения округа составляет 76 % (данные в разрезе каждого источника приведены в табл. 1.3.1.1).

Объемы необходимых работ по капитальному ремонту тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, и ориентировочная стоимость мероприятий в ценах 2023 г. представлены в таблице 8.7.1.

Таблица 8.7.1

Объемы необходимых работ по капитальному ремонту тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование проекта / мероприятия	Диаметр Ду, м		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Ориентировочная стоимость с НДС, тыс. руб.	Зона действия источника теплоснабжения	Сроки выполнения работ
		факт	план				
1	Участок магистральной тепловой сети Ду 200-300 от ТК-29 до ТК-4, от ТК-4 до ТК-51 с заменой трубопроводов Инв. № 31306	200-300	200-300	2 881	245 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2023 – 15.09.2023
	ИТОГО за 2023 г.				245 000		
2	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 с заменой трубопроводов Инв. № 31311	500	500	3046	375 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2024 – 15.09.2024
	ИТОГО за 2024 г.				375 000		
3.1	Участок магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной до УЗ-3-1 с заменой трубопроводов.	500	500	137	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2025 – 15.09.2025
3.2	Участок магистральной тепловой сети Ду 300 от ТК-15 до ТК-21 с заменой трубопроводов	300	300	460	52 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	
3.3	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	150	150	1 018	75 000		
	ИТОГО за 2025 г.				163 000		
4	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	150	150	3 456	253 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2026 – 15.09.2026
	ИТОГО за 2026 г.				253 000		
5.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	125	125	779	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2027 – 15.09.2027
5.2		100	100	3 550	141 000		
	ИТОГО за 2027 г.				177 000		
6.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	70	70	3 032	98 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2028 – 15.09.2028
6.2		50	50	1 541	49 000		
	ИТОГО за 2028 г.				147 000		
7.1	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	125	125	717	33 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2029 – 15.09.2029
7.2		100	100	712	28 000		
7.3		80	80	133	5 000		
7.4		70	70	71	2 000		
	ИТОГО за 2029 г.				68 000		
	ВСЕГО за период 2022-2029 гг.			21 691	1 428 000		

8.8 Строительство и реконструкция насосных станций

При работе водогрейной котельной (Воронежское шоссе, 9) на пониженном температурном графике отпуска тепловой энергии (фактический - 110/70^oC, рассматриваемый на перспективу - 130/70^oC) у конечных потребителей наблюдаются (в соответствии с гидравлическими расчетами) недостаточные располагаемые напоры для осуществления качественного теплоснабжения. Для решения данной проблемы можно рассмотреть строительство повысительной насосной станции в районе ТК-9. Однако, ввиду необходимости перекладки участков магистральной тепловой сети от источника теплоснабжения до ТК-34А (участки до и после ТК-9) в связи с истощением эксплуатационного ресурса, данная проблема решается путем увеличения диаметра трубопроводов с Ду 500 мм на Ду 600 мм. При выполнении этого условия необходимости в строительстве новой насосной станции не возникает.

9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 1.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и подачи воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

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 поселения, городского округа

В настоящий момент в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии городского округа г. Нововоронеж используется природный газ.

На изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода напрямую влияет изменение тепловых нагрузок потребителей. Изменение которых, в свою очередь, зависит от совокупности нескольких факторов: удельные расходы тепловой энергии на отопление и вентиляцию, удельные расходы тепловой энергии на горячее водоснабжение, величины и соотношение нагрузок отопления(вентиляции) и горячего водоснабжения. Вследствие неравномерности изменения вышеперечисленных факторов изменение расходов топлива на протяжении расчетного периода для разных источников тепловой энергии источникам носит неодинаковый характер.

Результаты расчетов расходов топлива, расходуемого на выработку тепловой энергии для теплоснабжения города для каждого источника тепловой энергии на 2024 год представлены в таблице 10.1.1.

Объем покупаемой тепловой энергии от источника с комбинированной выработкой оказывает большее влияние на величину расходов топлива, чем прирост перспективных нагрузок. В связи с этим расчет топливных балансов на последующие периоды будет производиться в процессе соответствующих актуализаций Схемы теплоснабжения.

Таблица 10.1.1.

Расчетные расходы топлива, необходимые для выработки тепловой энергии для теплоснабжения города для пиковых источников тепловой энергии на 2024 год.

Наименование показателя	Ед.изм.	котельная (Воронежское шоссе, 9)	котельная № 3 (Заводской пр-д. 1) теплоноситель - вода	котельные № 1-2 (Заводской пр-д. 1) теплоноситель - пар
Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	164,75	164,75	164,75
Удельный расход натурального топлива	м ³ /Гкал	140,57	140,57	140,57
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	т.у.т./час	8,1	14,1	0,1
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	т.у.т./час	1,3	2,3	0,0
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	тыс.м ³ /ч	6,9	12,1	0,1
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	тыс.м ³ /ч	1,1	1,9	0,0
Годовой расход условного топлива	т у.т.	12 301	5 992	2 796
Годовой расход натурального топлива	тыс. м ³	10 372	5 095	2 378

10.2 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

В перспективе развития системы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приоритетным остается использование тепловой энергии от ТФУ НВ АЭС. Для покрытия потребностей в тепле в пиковых режимах работы системы котельными ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» в качестве топлива используется, как и в настоящее время, природный газ. Доставка природного газа обеспечивается посредством газопровода СКЦ. Обеспечение котельных топливом осуществляется непрерывно в течение года. Поставщиком выступает ООО «Газпром Межрегионгаз Воронеж»

11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для источника теплоты 0,97, для тепловых сетей 0,9, для потребителя теплоты 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным $0,97 \cdot 0,9 \cdot 0,99 = 0,86$.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованностью перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»).

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

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 жилых и общественных зданиях до 12°C, промышленных зданий до - 8°C. Третья категория – остальные потребители.

Надежность теплоснабжения должна оцениваться двумя вероятностными и одним детерминированным узловыми показателями, определяемыми за отопительный период для узлов расчетной схемы, к которым подключены потребители тепловой энергии.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения должна оцениваться коэффициентами готовности K_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепловой энергии.

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей должно оцениваться вероятностями безотказной работы P_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятности того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения.

Под детерминированными показателями в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения понимается норма подачи тепловой энергии потребителям при аварийных ситуациях.

11.2 Методика определения надёжности работы теплосети

Показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии, определяются интенсивностью отказов участков тепловой сети. Под интенсивностью отказов понимается число отказов за год, отнесенное к единице (1 км или 1 м) протяженности теплопроводов. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение участков, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. В случае резервирования интенсивность отказов всей тепловой сети представляется как параллельно-последовательное или последовательно-параллельное (в смысле надежности) соединение участков.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла.

$$\lambda_i = \lambda_{нач} \left(0,1 \tau_i^{экс} \right)^{\alpha_i - 1}$$

где τ - срок эксплуатации участка, лет.

Значение начальной интенсивности отказов теплопровода $\lambda_{нач}$ должно приниматься равным $5,37 \times 10^{-6}$ 1/км/ч (0,05 1/км/год). Начальная интенсивность отказов должна соответствовать периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 - \text{при } 0 < \tau_i^{экс} \leq 3 \\ 1,0 - \text{при } 3 < \tau_i^{экс} \leq 17 \\ 0,5 \exp\left(\tau_i^{экс} / 20\right) - \text{при } \tau_i^{экс} > 17 \end{cases}$$

Значения интенсивности отказов λ_i в зависимости от продолжительности эксплуатации τ представлены в табл. 11.1.1 и на рис. 11.1.1.

Таблица 11.1.1.

Наименование показателя	Продолжительность работы участка теплосети, лет									
	1	3	4	10	17	20	25	30	35	40
Значение коэффициента α , ед	0,8	0,8	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88	3,69
Интенсивность отказов λ_i , 1/км/ч	9,03E-06	7,25E-06	5,7E-06	5,7E-06	5,7E-06	7,31E-06	1,13E-05	2,23E-05	5,99E-05	0,000239

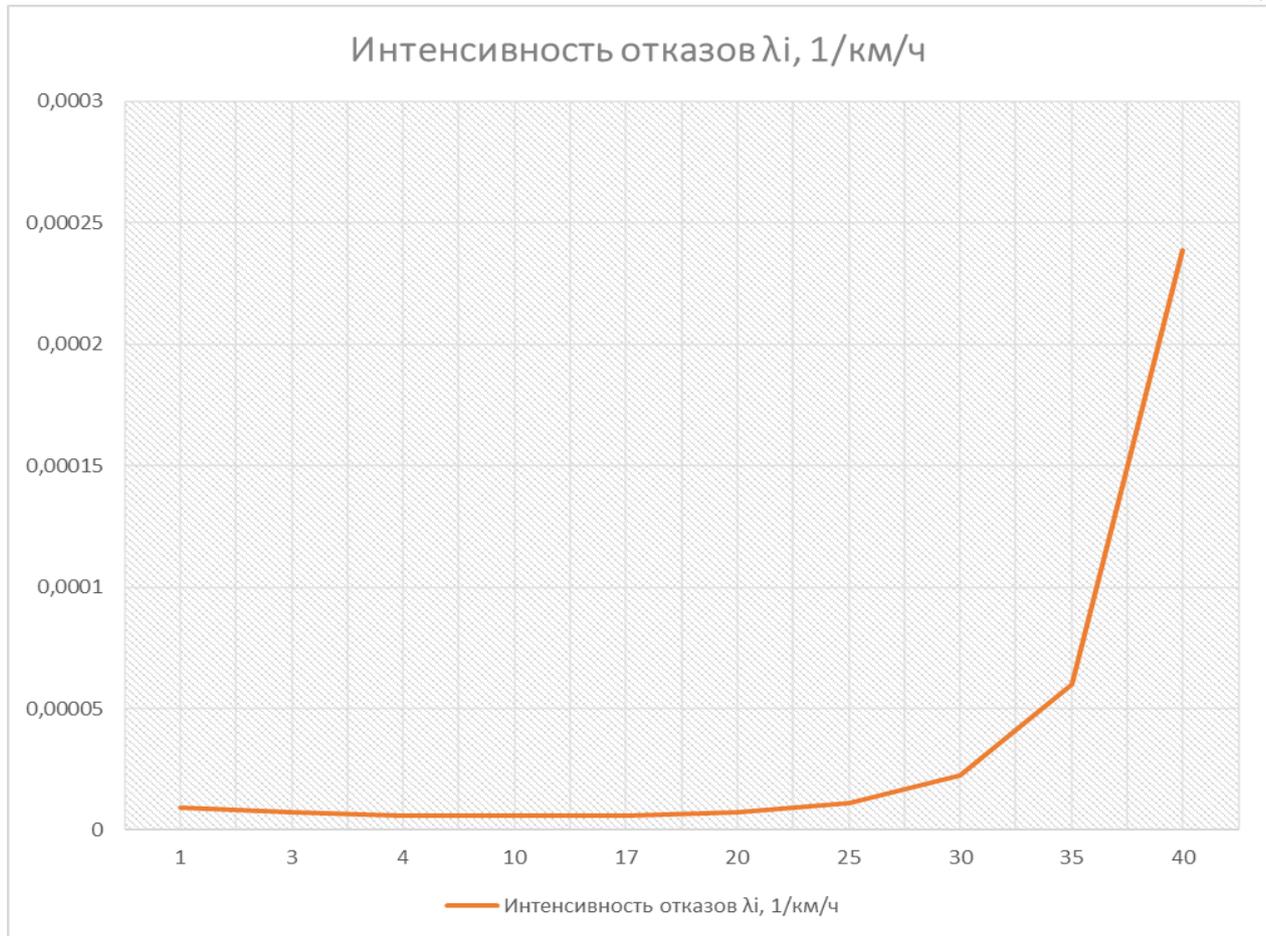


Рис. 11.1.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

Участки тепловой сети, выработавшие эксплуатационный ресурс (работающие 25 лет и более), должны выделяться в отдельную группу как потенциально ненадежные. После дополнительного анализа их состояния должны выбираться участки тепловых сетей, рекомендуемые к замене. Для оставшихся участков этой группы (не рекомендованных к замене), интенсивности отказов должны приниматься как для теплопроводов, имеющих срок службы 25 лет.

Среднее время до восстановления i -того участка теплопровода определяется по формуле:

$$Z^b = a \cdot (1 + (b + c \cdot L) \cdot d^{1,2})$$

где a , b , c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции.

Согласно рекомендациям Е.Я. Соколова для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны:

$$a=6; b=0,5; c=0,0015$$

На основании данных об интенсивности отказов, времени восстановления участка тепловых сетей выполняется расчет для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

1) вычисляется параметр потока отказов участков тепловой сети:

$$\omega_i = \lambda_i \cdot L_i, 1/ч$$

2) определяется интенсивность восстановления элементов тепловой сети:

$$\mu = 1/Z^b, 1/ч$$

3) рассчитывается стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = (1 + \sum_{i=0}^n \omega_i / \mu_i)^{-1}$$

4) вычисляется вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента

$$p_f = (\omega_f / \mu_f) \cdot p_0$$

5) вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети:

$$p_i = \exp(-\omega_i)$$

Вероятность безотказной работы P_j всего пути теплоносителя до потребителя определяется как произведение вероятностей безотказной работы всех участков тепловой сети от источника тепловой энергии до потребителя.

$$P_j = \prod_{i=0}^n p_i$$

Коэффициент готовности системы к теплоснабжению j -го потребителя:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f$$

где F_j - множество участков тепловой сети, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

В соответствии с предоставленными теплосетевой организацией статистических данными за ретроспективный период время восстановления теплоснабжения потребителей Z° составляет не более 6 часов.

В соответствии с расчетом времени снижения температуры в жилом задании до $+12^{\circ}\text{C}$ при внезапном прекращении теплоснабжения минимальное время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до критических значений при температуре самой холодной пятидневки составляет 8,03 часа (табл. 1.9.3.2). Следовательно, среднее время, затрачиваемое на восстановление тепловых сетей, не превышает этот показатель. Соответственно отказы f-го элемента в течение всего отопительного сезона не влияют на теплоснабжение j-го потребителя.

11.3 Расчет вероятности безотказной работы

Расчет выполнялся согласно методике, рассмотренной в разделе 11.2 настоящего отчета. Сводные показатели вероятности безотказной работы и готовности систем к теплоснабжению на момент актуализации и на расчетный срок (с учетом предлагаемых мероприятий) приведены в таблице 11.3

Таблица 11.3

№ п/п	Система теплоснабжения	Вероятность безотказной работы	коэффициент готовности системы к теплоснабжению
		Pj	Kj
<i>На момент актуализации</i>			
1	котельная Воронежское шоссе, 9	0,98299	1
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1	0,56606	1
<i>На 2024 г.</i>			
1	котельная Воронежское шоссе, 9	0,98299	1
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1	0,94171	1
<i>На 2029 г.</i>			
1	котельная Воронежское шоссе, 9	0,99961	1
2	Котельная № 3 Заводской пр-д, 1	0,99975	1

Тепломагистраль котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) по состоянию на момент актуализации имеют показатели безаварийной работы в пределах допустимых значений. Средний срок службы сетей составляет 30 лет, доля ветхих сетей – 48%, средневзвешенный по материальной характеристике износ – 70,8%. Без проведения мероприятий по замене ветхих участков тепловых сетей к расчетному сроку (2029 г.) показатели безаварийной работы станут ниже нормативных, угрозы аварийных ситуаций возрастут. В связи с этим запланирована реконструкция участков магистральных трубопроводов на период 2023-2024 гг.

Тепломагистраль котельной № 3 ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) по состоянию на момент актуализации имеют показатели безаварийной работы ниже допустимых. Средний срок службы сетей составляет 33 года, доля ветхих сетей – 93%, средневзвешенный по материальной характеристике износ – 73,7%. Утвержден план реконструкции участков магистральных трубопроводов на период 2023-2024 гг.

11.3.1 Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) до потребителя Медсанчасть № 33 (ул. Космонавтов, 18).

Расчетный участок от котельной №3 до потребителя Медсанчасть № 33 (ул. Космонавтов, 18) представлен на рис. 11.3.1.1. Расчеты выполнены с учетом предлагаемых утвержденных мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (табл. 8.7.1). Результаты расчета вероятности безотказной работы тепломагистрали на 2024 год приведены в табл. 11.3.1.1 и на рис. 11.3.1.2, на 2029 г. – в табл. 11.3.1.2 и на рис. 11.3.1.3.



Рис. 11.3.1.1. Расчетные участки от котельной №3 до наиболее удаленных потребителей.

**Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
от котельной №3 до Медсанчасти № 33 (ул. Космонавтов, 18) на 2024 г.**

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
1	Котельная № 3	УЗ-1К	1976	14,7	0,514	7,35	0,006750793	0,000198	0,998542	0,998542
2	УЗ-1К	Д-500 / 600	1976	6,2	0,614	7,67	0,006750793	8,37E-05	0,999358	0,997901
3	Д-500 / 600	ТК-1/ 3	1976	22,6	0,614	7,67	0,006750793	0,000305	0,997662	0,995568
4	ТК-1/ 3	ТК-1/1	1976	41	0,614	7,67	0,006750793	0,000554	0,995763	0,99135
5	ТК-1/1	УЗ-1	1976	1,7	0,514	7,35	0,006750793	2,3E-05	0,999831	0,991183
6	УЗ-1	УЗ-3-1	1976	50,5	0,514	7,35	0,006750793	0,000682	0,995001	0,986228
	УЗ-1	УЗ-3-1	2019	65	0,514	7,35	0,0000057	7,41E-07	0,999995	0,986223
7	УЗ-3-1	ТК-3	2014	1,9	0,514	7,35	0,0000057	2,17E-08	1	0,986228
8	ТК-3	ТК-40	2009	158,2	0,514	7,35	0,0000057	1,8E-06	0,999987	0,986215
9	ТК-40	ТК-39	2009	204,6	0,514	7,35	0,0000057	2,33E-06	0,999983	0,986198
10	ТК-39	ТК-38	2009	124	0,514	7,35	0,0000057	1,41E-06	0,99999	0,986188
11	ТК-38	ТК-37-1	2015	64,5	0,514	7,35	0,0000057	7,35E-07	0,999995	0,986182
12	ТК-37-1	ТК-37	2015	57,2	0,514	7,35	0,0000057	6,52E-07	0,999995	0,986177
13	ТК-37	ТК-36	2015	71,3	0,514	7,35	0,0000057	8,13E-07	0,999994	0,986172
14	ТК-36	ТК-35	2022	183	0,514	7,35	7,86446E-06	2,88E-06	0,999979	0,986151
15	ТК-35	ТК-34А	2019	107	0,514	7,35	0,0000057	1,22E-06	0,999991	0,986142
16	ТК-34А	ТК-34	2019	5,1	0,514	7,35	0,0000057	5,81E-08	1	0,986141
17	ТК-34	ТК-33	2022	100	0,514	7,35	7,86446E-06	1,57E-06	0,999988	0,98613
18	ТК-33	ТК-32Б	2022	182	0,514	7,35	7,86446E-06	2,86E-06	0,999979	0,986109
19	ТК-32Б	ТК-32	2022	126	0,514	7,35	7,86446E-06	1,98E-06	0,999985	0,986095
20	ТК-32	ТК-32А	2022	20	0,514	7,35	7,86446E-06	3,15E-07	0,999998	0,986093
21	ТК-32А	ТК-31/1	2022	60	0,514	7,35	7,86446E-06	9,44E-07	0,999993	0,986086
22	ТК-31/1	ТК-31	2022	138	0,514	7,35	7,86446E-06	2,17E-06	0,999984	0,98607
23	ТК-31	ТК-31/2	2022	30	0,514	7,35	7,86446E-06	4,72E-07	0,999997	0,986067
24	ТК-31/2	ТК-31/3А	2022	14,7	0,514	7,35	7,86446E-06	2,31E-07	0,999998	0,986065
25	ТК-31/3А	УЗ-30-1	2022	192,4	0,514	7,35	7,86446E-06	3,03E-06	0,999978	0,986043
26	УЗ-30-1	ТК-30	2022	2,2	0,514	7,35	7,86446E-06	3,46E-08	1	0,986043
27	ТК-30	ТК-29	2022	113	0,514	7,35	7,86446E-06	1,78E-06	0,999987	0,98603
28	ТК-29	ТК-28	2023	100	0,309	6,73	9,03389E-06	1,81E-06	0,999988	0,986018
29	ТК-28	ТК-27	2023	98	0,309	6,73	9,03389E-06	1,77E-06	0,999988	0,986006
30	ТК-27	ТК-25	2023	199	0,309	6,73	9,03389E-06	3,6E-06	0,999976	0,985982
31	ТК-25	ТК-24/А	2023	61	0,309	6,73	9,03389E-06	1,1E-06	0,999993	0,985975
32	ТК-24/А	ТК-24	2023	40	0,309	6,73	9,03389E-06	7,23E-07	0,999995	0,98597
33	ТК-24	ТК-23	2023	27,5	0,309	6,73	9,03389E-06	4,97E-07	0,999997	0,985967
34	ТК-23	ТК-22	2023	24,9	0,309	6,73	9,03389E-06	4,5E-07	0,999997	0,985964
35	ТК-22	ТК-21	2023	61,3	0,309	6,73	9,03389E-06	1,11E-06	0,999993	0,985957
36	ТК-21	УЗ-21/1	1973	72,4	0,15	6,31	0,037954827	0,005496	0,965927	0,952362
37	УЗ-21/1	ТК-21/1	1973	1,5	0,15	6,31	0,037954827	0,000114	0,999282	0,951678
38	ТК-21/1	УЗ-153	1974	38,6	0,15	6,31	0,020630216	0,001593	0,990004	0,942165
39	УЗ-153	Гл. лечебный корпус МСЧ-33	1974	9	0,125	6,25	0,020630216	0,000371	0,997683	0,939982
							$\sum \omega/\mu =$	0,0619	$\sum P_i f =$	0,05829
							P₀=	0,94171	K_j=	1

**Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
от котельной №3 до Медсанчасти № 33 (ул. Космонавтов, 18) на 2029 г.**

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
1	Котельная № 3	УЗ-1К	2025	14,7	0,514	7,35	0,0000057	1,68E-07	0,999999	0,999999
2	УЗ-1К	Д-500 / 600	2025	6,2	0,614	7,67	0,0000057	7,07E-08	0,999999	0,999998
3	Д-500 / 600	ТК-1/ 3	2025	22,6	0,614	7,67	0,0000057	2,58E-07	0,999998	0,999996
4	ТК-1/ 3	ТК-1/1	2025	41	0,614	7,67	0,0000057	4,67E-07	0,999996	0,999993
5	ТК-1/1	УЗ-1	2025	1,7	0,514	7,35	0,0000057	1,94E-08	1	0,999993
6	УЗ-1	УЗ-3-1	2025	50,5	0,514	7,35	0,0000057	5,76E-07	0,999996	0,999988
	УЗ-1	УЗ-3-1	2019	65	0,514	7,35	0,0000057	7,41E-07	0,999995	0,999983
7	УЗ-3-1	ТК-3	2014	1,9	0,514	7,35	0,0000057	2,17E-08	1	0,999988
8	ТК-3	ТК-40	2009	158,2	0,514	7,35	7,31117E-06	2,31E-06	0,999983	0,999971
9	ТК-40	ТК-39	2009	204,6	0,514	7,35	7,31117E-06	2,99E-06	0,999978	0,999949
10	ТК-39	ТК-38	2009	124	0,514	7,35	7,31117E-06	1,81E-06	0,999987	0,999936
11	ТК-38	ТК-37-1	2015	64,5	0,514	7,35	0,0000057	7,35E-07	0,999995	0,99993
12	ТК-37-1	ТК-37	2015	57,2	0,514	7,35	0,0000057	6,52E-07	0,999995	0,999926
13	ТК-37	ТК-36	2015	71,3	0,514	7,35	0,0000057	8,13E-07	0,999994	0,99992
14	ТК-36	ТК-35	2022	183	0,514	7,35	0,0000057	2,09E-06	0,999985	0,999904
15	ТК-35	ТК-34А	2019	107	0,514	7,35	0,0000057	1,22E-06	0,999991	0,999895
16	ТК-34А	ТК-34	2019	5,1	0,514	7,35	0,0000057	5,81E-08	1	0,999895
17	ТК-34	ТК-33	2022	100	0,514	7,35	0,0000057	1,14E-06	0,999992	0,999887
18	ТК-33	ТК-32Б	2022	182	0,514	7,35	0,0000057	2,07E-06	0,999985	0,999871
19	ТК-32Б	ТК-32	2022	126	0,514	7,35	0,0000057	1,44E-06	0,999989	0,999861
20	ТК-32	ТК-32А	2022	20	0,514	7,35	0,0000057	2,28E-07	0,999998	0,999859
21	ТК-32А	ТК-31/1	2022	60	0,514	7,35	0,0000057	6,84E-07	0,999995	0,999854
22	ТК-31/1	ТК-31	2022	138	0,514	7,35	0,0000057	1,57E-06	0,999988	0,999842
23	ТК-31	ТК-31/2	2022	30	0,514	7,35	0,0000057	3,42E-07	0,999997	0,99984
24	ТК-31/2	ТК-31/3А	2022	14,7	0,514	7,35	0,0000057	1,68E-07	0,999999	0,999839
25	ТК-31/3А	УЗ-30-1	2022	192,4	0,514	7,35	0,0000057	2,19E-06	0,999984	0,999823
26	УЗ-30-1	ТК-30	2022	2,2	0,514	7,35	0,0000057	2,51E-08	1	0,999822
27	ТК-30	ТК-29	2022	113	0,514	7,35	0,0000057	1,29E-06	0,999991	0,999813
28	ТК-29	ТК-28	2023	100	0,309	6,73	0,0000057	1,14E-06	0,999992	0,999805
29	ТК-28	ТК-27	2023	98	0,309	6,73	0,0000057	1,12E-06	0,999992	0,999798
30	ТК-27	ТК-25	2023	199	0,309	6,73	0,0000057	2,27E-06	0,999985	0,999782
31	ТК-25	ТК-24/А	2023	61	0,309	6,73	0,0000057	6,95E-07	0,999995	0,999778
32	ТК-24/А	ТК-24	2023	40	0,309	6,73	0,0000057	4,56E-07	0,999997	0,999775
33	ТК-24	ТК-23	2023	27,5	0,309	6,73	0,0000057	3,14E-07	0,999998	0,999773
34	ТК-23	ТК-22	2023	24,9	0,309	6,73	0,0000057	2,84E-07	0,999998	0,999771
35	ТК-22	ТК-21	2023	61,3	0,309	6,73	0,0000057	6,99E-07	0,999995	0,999766
36	ТК-21	УЗ-21/1	2026	72,4	0,15	6,31	7,25188E-06	1,05E-06	0,999993	0,999759
37	УЗ-21/1	ТК-21/1	2026	1,5	0,15	6,31	7,25188E-06	2,18E-08	1	0,999759
38	ТК-21/1	УЗ-153	2026	38,6	0,15	6,31	7,25188E-06	5,6E-07	0,999996	0,999756
39	УЗ-153	Гл. лечебный корпус МСЧ-33	2027	9	0,125	6,25	7,86446E-06	1,42E-07	0,999999	0,999755
							$\sum \omega/\mu =$	0,00025	$\sum P_i f =$	0,00025
							Po=	0,99975	Kj =	1

По результатам расчета на 2024 г. (с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков сети) вероятность безотказной работы участков тепловых сетей не ниже минимально допустимых показателей, показатель безотказной работы всего пути от источника до расчетного потребителя в пределах допустимых значений (рис. 11.3.1.2).

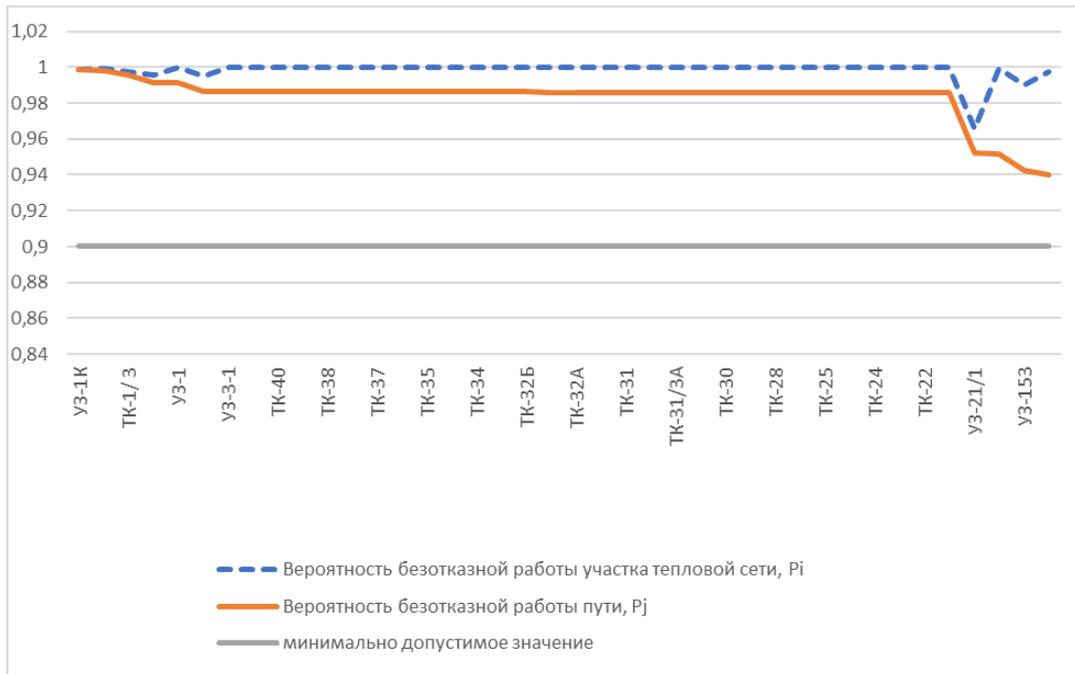


Рис. 11.3.1.2. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от котельной №3 до Медсанчасти № 33 (ул. Космонавтов, 18) на 2024 г. с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

Расчет вероятности безотказной работы участков тепловых сетей на 2029 г. с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции участков трубопроводов (табл. 8.7.1) показал, что показатель безотказной работы теплопроводов соответствует норме (рис. 11.3.1.3)

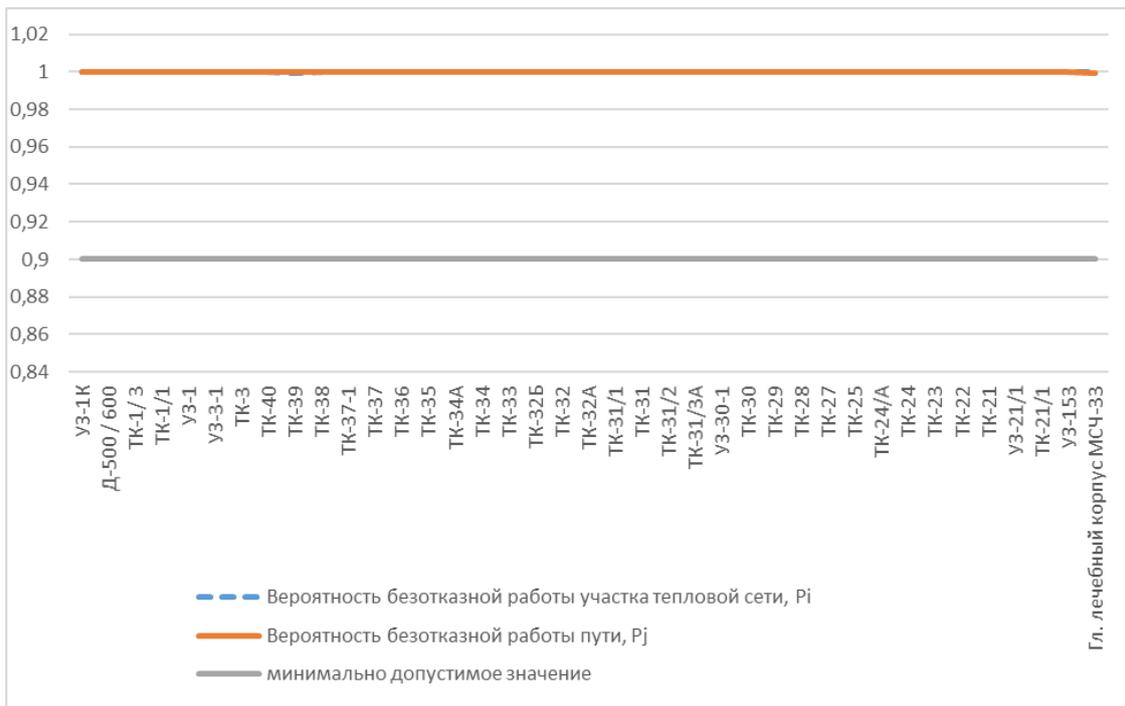


Рис. 11.3.1.3. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от котельной №3 до Медсанчасти № 33 (ул. Космонавтов, 18) на 2029 г. с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

11.3.2 Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) до потребителя СОШ № 2 (ул. Набережная, 14).

Расчетный участок от котельной №3 до потребителя СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) представлен на рис. 11.3.1.1. Расчеты выполнены с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса (табл. 8.7.1). Результаты расчета вероятности безотказной работы тепломагистрали на 2024 год приведены в табл. 11.3.2.1 и на рис. 11.3.2.1, на 2029 г. – в табл. 11.3.2.2 и на рис. 11.3.2.3.

Таблица 11.3.2.1
 Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
 от котельной №3 до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) на 2024 г.

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, Pj	Вероятность безотказной работы пути, Pj
1	Котельная № 3	УЗ-1К	1976	14,7	0,514	7,35	0,006750793	0,000198	0,998542	0,998542
2	УЗ-1К	Д-500 / 600	1976	6,2	0,614	7,67	0,006750793	8,37E-05	0,999358	0,997901
3	Д-500 / 600	ТК-1/3	1976	22,6	0,614	7,67	0,006750793	0,000305	0,997662	0,995568
4	ТК-1/3	ТК-1/1	1976	41	0,614	7,67	0,006750793	0,000554	0,995763	0,99135
5	ТК-1/1	УЗ-1	1976	1,7	0,514	7,35	0,006750793	2,3E-05	0,999831	0,991183
6	УЗ-1	УЗ-3-1	1976	115,5	0,514	7,35	0,006750793	0,001559	0,988604	0,979887
			2019	65	0,514	7,35	0,0000057	7,41E-07	0,999995	0,979882
7	УЗ-3-1	ТК-3	2014	1,9	0,514	7,35	0,0000057	2,17E-08	1	0,979887
8	ТК-3	ТК-3А	2016	70,0	0,414	7,04	0,0000057	7,98E-07	0,999994	0,979881
9	ТК-3А	УЗ-4-1	2016	93,0	0,414	7,04	0,0000057	1,06E-06	0,999993	0,979874
10	УЗ-4-1	ТК-5	2023	37,8	0,309	6,73	9,03389E-06	6,83E-07	0,999995	0,979869
11	ТК-5	ТК-6	2023	130,8	0,309	6,73	9,03389E-06	2,36E-06	0,999984	0,979854
12	ТК-6	УЗ-72	2023	59,3	0,259	6,59	9,03389E-06	1,07E-06	0,999993	0,979847
13	УЗ-72	УЗ-69	2023	45,9	0,259	6,59	9,03389E-06	8,29E-07	0,999995	0,979842
14	УЗ-69	УЗ-68	2023	36,3	0,259	6,59	9,03389E-06	6,56E-07	0,999996	0,979837
15	УЗ-68	ТК-7	2023	1,5	0,259	6,59	9,03389E-06	2,71E-08	1	0,979837
16	ТК-7	ТК-8	2023	66,8	0,259	6,59	9,03389E-06	1,21E-06	0,999992	0,979829
17	ТК-8	УЗ-66	2023	55,0	0,259	6,59	9,03389E-06	9,94E-07	0,999993	0,979823
18	УЗ-66	ТК-9	2023	26,0	0,259	6,59	9,03389E-06	4,7E-07	0,999997	0,97982
19	ТК-9	ТК-10	2023	39,2	0,309	6,73	9,03389E-06	7,08E-07	0,999995	0,979815
20	ТК-10	ТК-11	2023	93,9	0,309	6,73	9,03389E-06	1,7E-06	0,999989	0,979804
21	ТК-11	ТК-12	2023	26,8	0,259	6,59	9,03389E-06	4,84E-07	0,999997	0,979801
22	ТК-12	ТК-12А	2023	12,3	0,309	6,73	9,03389E-06	2,22E-07	0,999999	0,9798
23	ТК-12А	УЗ-58	2023	62,7	0,259	6,59	9,03389E-06	1,13E-06	0,999993	0,979792
24	УЗ-58	ТК-13/1	2023	32,8	0,259	6,59	9,03389E-06	5,93E-07	0,999996	0,979788
25	ТК-13/1	ТК-13	2023	25,5	0,309	6,73	9,03389E-06	4,61E-07	0,999997	0,979785
26	ТК-13	ТК-14	2023	74,0	0,309	6,73	9,03389E-06	1,34E-06	0,999991	0,979777
27	ТК-14	ТК-15	2023	50,0	0,309	6,73	9,03389E-06	9,03E-07	0,999994	0,979771
28	ТК-15	ТК-16	2023	32,0	0,309	6,73	9,03389E-06	5,78E-07	0,999996	0,979767
29	ТК-16	ТК-17	2023	61,0	0,309	6,73	9,03389E-06	1,1E-06	0,999993	0,979759
30	ТК-17	ТК-17А	2023	185,0	0,309	6,73	9,03389E-06	3,34E-06	0,999977	0,979737
31	ТК-17А	ТК-18	2023	42,3	0,207	6,45	9,03389E-06	7,64E-07	0,999995	0,979733
32	ТК-18	ТК-18А	2023	17,1	0,207	6,45	9,03389E-06	3,09E-07	0,999998	0,979731
33	ТК-18А	ТК-19	2023	68,1	0,207	6,45	9,03389E-06	1,23E-06	0,999992	0,979723
34	ТК-19	ТК-19/1	2023	49,0	0,207	6,45	9,03389E-06	8,85E-07	0,999994	0,979717
35	ТК-19/1	ТК-20	2023	141,1	0,207	6,45	9,03389E-06	2,55E-06	0,999984	0,979701
36	ТК-20	ТК-20/1	1979	40,0	0,150	6,31	0,00159007	0,000127	0,999198	0,978915
37	ТК-20/1	ТК-20/4	1979	116,4	0,150	6,31	0,00159007	0,00037	0,997668	0,976632
38	ТК-20/4	ТК-20/5	1979	55,9	0,125	6,25	0,00159007	0,000178	0,99889	0,975548
39	ТК-20/5	СОШ №2	1979	35,3	0,125	6,25	0,00159007	0,000112	0,999299	0,974864
							$\sum \omega/\mu =$	0,02546	$\sum Pj =$	0,02483
							Po=	0,97517	Kj =	1

Таблица 11.3.2.2
 Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
 от котельной №3 до СОШ № 2 (ул. Набережная, 14) на 2029 г.

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
1	Котельная № 3	УЗ-1К	2025	14,7	0,514	7,35	0,0000057	1,68E-07	0,999999	0,999999
2	УЗ-1К	Д-500 / 600	2025	6,2	0,614	7,67	0,0000057	7,07E-08	0,999999	0,999998
3	Д-500 / 600	ТК-1/ 3	2025	22,6	0,614	7,67	0,0000057	2,58E-07	0,999998	0,999996
4	ТК-1/ 3	ТК-1/1	2025	41	0,614	7,67	0,0000057	4,67E-07	0,999996	0,999993
5	ТК-1/1	УЗ-1	2025	1,7	0,514	7,35	0,0000057	1,94E-08	1	0,999993
6	УЗ-1	УЗ-3-1	2025	115,5	0,514	7,35	0,0000057	1,32E-06	0,99999	0,999983
	УЗ-1	УЗ-3-1	2019	65	0,514	7,35	0,0000057	7,41E-07	0,999995	0,999977
7	УЗ-3-1	ТК-3	2014	1,9	0,514	7,35	0,0000057	2,17E-08	1	0,999983
8	ТК-3	ТК-3А	2016	70,0	0,414	7,04	0,0000057	7,98E-07	0,999994	0,999977
9	ТК-3А	УЗ-4-1	2016	93,0	0,414	7,04	0,0000057	1,06E-06	0,999993	0,99997
10	УЗ-4-1	ТК-5	2023	37,8	0,309	6,73	0,0000057	4,31E-07	0,999997	0,999967
11	ТК-5	ТК-6	2023	130,8	0,309	6,73	0,0000057	1,49E-06	0,99999	0,999957
12	ТК-6	УЗ-72	2023	59,3	0,259	6,59	0,0000057	6,76E-07	0,999996	0,999952
13	УЗ-72	УЗ-69	2023	45,9	0,259	6,59	0,0000057	5,23E-07	0,999997	0,999949
14	УЗ-69	УЗ-68	2023	36,3	0,259	6,59	0,0000057	4,14E-07	0,999997	0,999946
15	УЗ-68	ТК-7	2023	1,5	0,259	6,59	0,0000057	1,71E-08	1	0,999946
16	ТК-7	ТК-8	2023	66,8	0,259	6,59	0,0000057	7,62E-07	0,999995	0,999941
17	ТК-8	УЗ-66	2023	55,0	0,259	6,59	0,0000057	6,27E-07	0,999996	0,999937
18	УЗ-66	ТК-9	2023	26,0	0,259	6,59	0,0000057	2,96E-07	0,999998	0,999935
19	ТК-9	ТК-10	2023	39,2	0,309	6,73	0,0000057	4,47E-07	0,999997	0,999932
20	ТК-10	ТК-11	2023	93,9	0,309	6,73	0,0000057	1,07E-06	0,999993	0,999925
21	ТК-11	ТК-12	2023	26,8	0,259	6,59	0,0000057	3,06E-07	0,999998	0,999923
22	ТК-12	ТК-12А	2023	12,3	0,309	6,73	0,0000057	1,4E-07	0,999999	0,999922
23	ТК-12А	УЗ-58	2023	62,7	0,259	6,59	0,0000057	7,15E-07	0,999995	0,999917
24	УЗ-58	ТК-13/1	2023	32,8	0,259	6,59	0,0000057	3,74E-07	0,999998	0,999914
25	ТК-13/1	ТК-13	2023	25,5	0,309	6,73	0,0000057	2,91E-07	0,999998	0,999912
26	ТК-13	ТК-14	2023	74,0	0,309	6,73	0,0000057	8,44E-07	0,999994	0,999907
27	ТК-14	ТК-15	2023	50,0	0,309	6,73	0,0000057	5,7E-07	0,999996	0,999903
28	ТК-15	ТК-16	2023	32,0	0,309	6,73	0,0000057	3,65E-07	0,999998	0,999901
29	ТК-16	ТК-17	2023	61,0	0,309	6,73	0,0000057	6,95E-07	0,999995	0,999896
30	ТК-17	ТК-17А	2023	185,0	0,309	6,73	0,0000057	2,11E-06	0,999986	0,999882
31	ТК-17А	ТК-18	2023	42,3	0,207	6,45	0,0000057	4,82E-07	0,999997	0,999879
32	ТК-18	ТК-18А	2023	17,1	0,207	6,45	0,0000057	1,95E-07	0,999999	0,999877
33	ТК-18А	ТК-19	2023	68,1	0,207	6,45	0,0000057	7,76E-07	0,999995	0,999872
34	ТК-19	ТК-19/1	2023	49,0	0,207	6,45	0,0000057	5,59E-07	0,999996	0,999869
35	ТК-19/1	ТК-20	2023	141,1	0,207	6,45	0,0000057	1,61E-06	0,99999	0,999858
36	ТК-20	ТК-20/1	2026	40,0	0,150	6,31	7,25188E-06	5,8E-07	0,999996	0,999855
37	ТК-20/1	ТК-20/4	2026	116,4	0,150	6,31	7,25188E-06	1,69E-06	0,999989	0,999844
38	ТК-20/4	ТК-20/5	2027	55,9	0,125	6,25	7,86446E-06	8,79E-07	0,999995	0,999838
39	ТК-20/5	СОШ №2	2027	35,3	0,125	6,25	7,86446E-06	5,55E-07	0,999997	0,999835
							$\sum \omega/\mu =$	0,00017	$\sum P_f =$	0,00017
							Po=	0,99983	Kj =	1

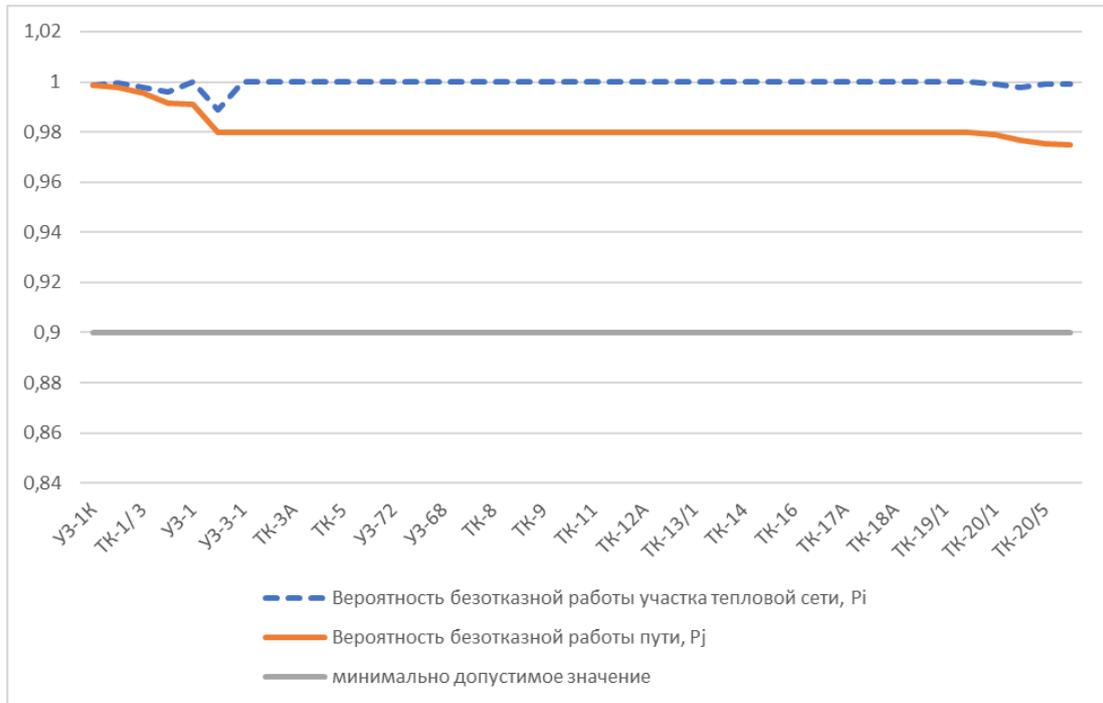


Рис. 11.3.2.2. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от котельной №3 до СОШ №2 (ул. Набережная, 14) на 2024 г. с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

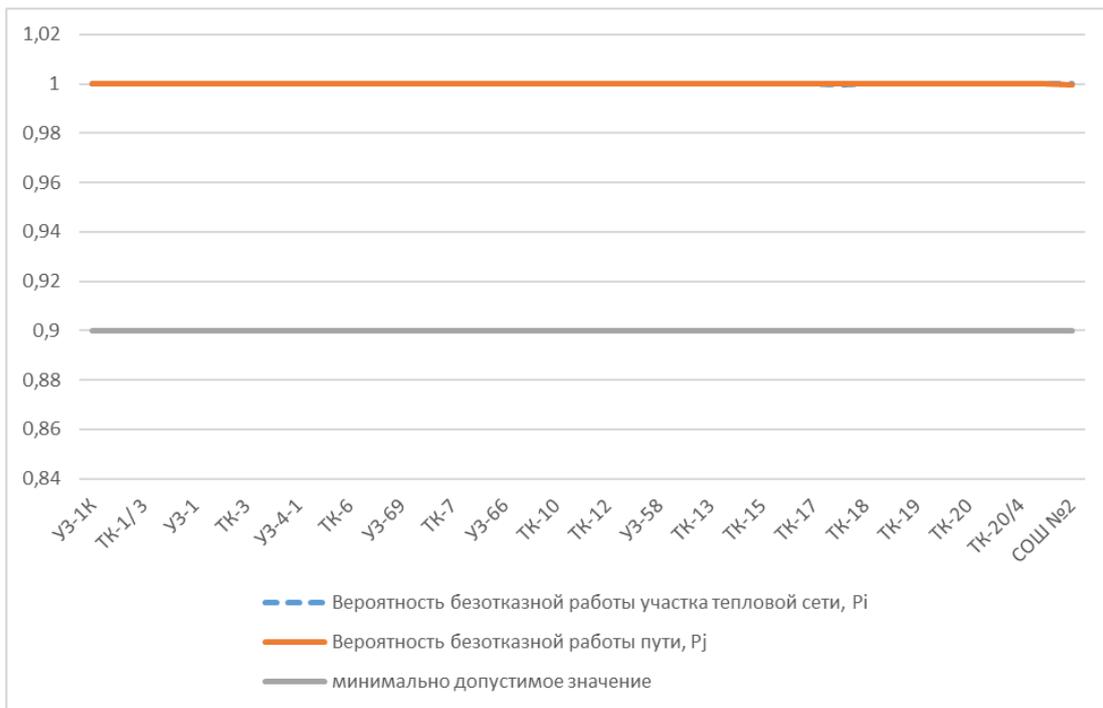


Рис. 11.3.2.2. Вероятность безаварийной работы тепломагистрали от котельной №3 до СОШ №2 (ул. Набережная, 14) на 2029 г. с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

По результатам расчета на 2024 г. (с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков сети) вероятность безотказной работы участков тепловых сетей не ниже минимально допустимых показателей, показатель безотказной работы всего пути от источника до расчетного потребителя в пределах допустимых значений (рис.11.3.2.1).

Расчет вероятности безотказной работы участков тепловых сетей на 2029 г. с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции участков трубопроводов (табл. 8.7.1) показал, что показатель безотказной работы теплопроводов соответствует норме (рис. 11.3.2.2).

11.3.3 Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии. 7.

Расчетный участок от котельной ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии. 7 представлен на рис. 11.3.3.1. Расчеты выполнены с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (табл. 8.7.1). Результаты расчета вероятности безотказной работы тепломагистрали на 2024 год приведены в табл. 11.3.3.1 и на рис. 11.3.3.2, на 2029 г. – в табл. 11.3.3.2 и на рис. 11.3.3.3.

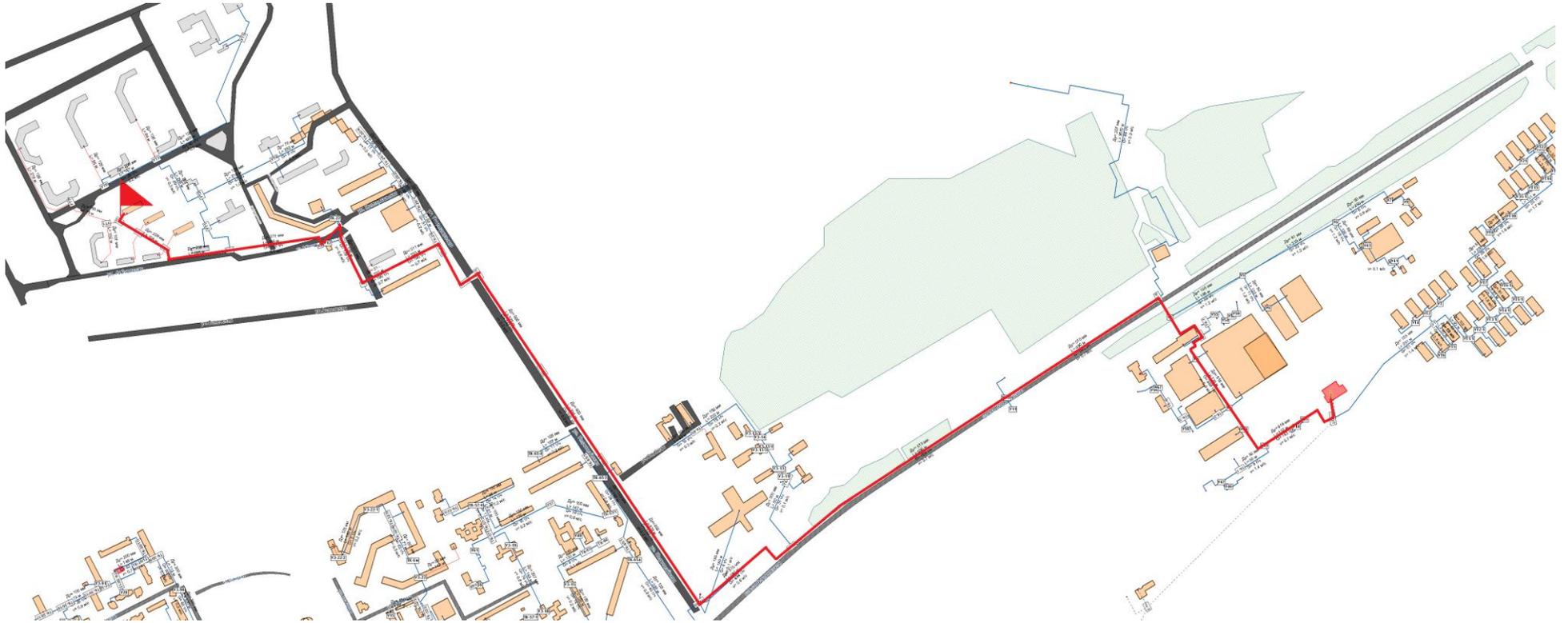


Рис. 11.3.3.1. Расчетные участки от котельной (Воронежское шоссе, 1) до наиболее удаленного потребителя.

Таблица 11.3.3.1

**Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
от котельной (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии. 7 на 2024 г.**

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуата-цию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
1	Котельная АТЭС	ТК-0/7	1982	41,86	0,5	7,31	0,000475779	3,98E-05	0,999709	0,999709
2	ТК-0/7	У45	1982	50	0,5	7,31	0,000475779	4,76E-05	0,999652	0,999362
	У45	У44	1982	48,98	0,5	7,31	0,000475779	4,66E-05	0,99966	0,999021
	У44	У49	1982	162	0,5	7,31	0,000475779	0,000154	0,998874	0,997897
	У49	У60	1982	50	0,5	7,31	0,000475779	4,76E-05	0,999652	0,99755
	У60	У1	1982	50	0,5	7,31	0,000475779	4,76E-05	0,999652	0,997203
3	У1	У-3	1982	176	0,5	7,31	0,000475779	0,000167	0,998777	0,995984
4	У-3	ТК-6	1982	70	0,5	7,31	0,000475779	6,66E-05	0,999513	0,995499
5	ТК-6	У4	1982	150	0,5	7,31	0,000475779	0,000143	0,998958	0,994462
6	У4	ТК-8	1982	100	0,5	7,31	0,000475779	9,52E-05	0,999305	0,993771
7	ТК-8	ТК-9	1982	490	0,5	7,31	0,000475779	0,000466	0,996599	0,990391
8	ТК-9	У3-9/1	1982	580	0,5	7,31	0,000475779	0,000552	0,995976	0,986406
9	У3-9/1	ТК-10	1982	280	0,5	7,31	0,000475779	0,000266	0,998055	0,984488
10	ТК-10	ТК-11	2022	286,72	0,6	7,63	7,86446E-06	4,51E-06	0,999966	0,984454
11	ТК-11	ТК-13	2021	192,28	0,6	7,63	7,25188E-06	2,79E-06	0,999979	0,984433
12	ТК-13	ТК-14	2021	291	0,6	7,63	7,25188E-06	4,22E-06	0,999968	0,984401
13	ТК-14	ТК-15	2021	375	0,6	7,63	7,25188E-06	5,44E-06	0,999959	0,984361
14	ТК-15	ТК-18	1984	30	0,3	6,71	0,000238859	1,43E-05	0,999904	0,984266
15	ТК-18	ТК-19 / ТК-20	1984	100	0,3	6,71	0,000238859	4,78E-05	0,99968	0,983951
16	ТК-19 / ТК-20	ТК-комм.1а	1984	233	0,3	6,71	0,000238859	0,000111	0,999254	0,983216
17	ТК-комм.1а	ТК-21	1984	96,9	0,3	6,71	0,000238859	4,63E-05	0,99969	0,982911
18	ТК-21	ТК-22	2015	120	0,3	6,71	0,0000057	1,37E-06	0,999991	0,982902
19	ТК-22	ТК-22-1	2016	311	0,3	6,71	0,0000057	3,55E-06	0,999976	0,982879
	ТК-22-1	ТК-22/1	2016	209	0,3	6,71	0,0000057	2,38E-06	0,999984	0,982863
20	ТК-22/1	ТК-22/2	2016	72,17	0,3	6,71	0,0000057	8,23E-07	0,999994	0,982873
21	ТК-22/2	ТК-22/3	2016	73,3	0,3	6,71	0,0000057	8,36E-07	0,999994	0,982868
22	ТК-22/3	141 Стрелковой дивизии 7	2016	48,46	0,1	6,19	0,0000057	5,52E-07	0,999997	0,982864
							$\sum \omega/\mu =$	0,0173	$\sum P_i =$	0,017006
							P_о	0,98299	K_j	1

Таблица 11.3.3.2

**Результаты расчета вероятности безотказной работы участка теплосети
от котельной (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии. 7 на 2029 г.**

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуата-цию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
1	Котельная АТЭС	ТК-0/7	2024	41,86	0,5	7,31	0,0000057	4,77E-07	0,999997	0,999997
2	ТК-0/7	У45	2024	50	0,5	7,31	0,0000057	5,7E-07	0,999996	0,999992
	У45	У44	2024	48,98	0,5	7,31	0,0000057	5,58E-07	0,999996	0,999988
	У44	У49	2024	162	0,5	7,31	0,0000057	1,85E-06	0,999987	0,999975
	У49	У60	2024	50	0,5	7,31	0,0000057	5,7E-07	0,999996	0,999971
	У60	У1	2024	50	0,5	7,31	0,0000057	5,7E-07	0,999996	0,999966

№ уч	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Год ввода в эксплуатацию	Длина участка L, м	Диаметр D, мм	Время восстановления теплоснабжения потребителей, Zp, ч	Интенсивность отказов, λ, 1/км/ч	Параметр потока отказов ω	Вероятность безотказной работы участка тепловой сети, P _i	Вероятность безотказной работы пути, P _j
3	У1	У-3	2024	176	0,5	7,31	0,0000057	2,01E-06	0,999985	0,999952
4	У-3	TK-6	2024	70	0,5	7,31	0,0000057	7,98E-07	0,999994	0,999946
5	TK-6	У4	2024	150	0,5	7,31	0,0000057	1,71E-06	0,999988	0,999933
6	У4	TK-8	2024	100	0,5	7,31	0,0000057	1,14E-06	0,999992	0,999925
7	TK-8	TK-9	2024	490	0,5	7,31	0,0000057	5,59E-06	0,999959	0,999884
8	TK-9	У3-9/1	2024	580	0,5	7,31	0,0000057	6,61E-06	0,999952	0,999836
9	У3-9/1	TK-10	2024	280	0,5	7,31	0,0000057	3,19E-06	0,999977	0,999813
10	TK-10	TK-11	2022	286,72	0,6	7,63	0,0000057	3,27E-06	0,999975	0,999788
11	TK-11	TK-13	2021	192,28	0,6	7,63	0,0000057	2,19E-06	0,999983	0,999771
12	TK-13	TK-14	2021	291	0,6	7,63	0,0000057	3,32E-06	0,999975	0,999746
13	TK-14	TK-15	2021	375	0,6	7,63	0,0000057	4,28E-06	0,999967	0,999713
14	TK-15	TK-18	2025	30	0,3	6,71	0,0000057	3,42E-07	0,999998	0,999711
15	TK-18	TK-19 / TK-20	2025	100	0,3	6,71	0,0000057	1,14E-06	0,999992	0,999703
16	TK-19 / TK-20	TK-комм.1a	2025	233	0,3	6,71	0,0000057	2,66E-06	0,999982	0,999685
17	TK-комм.1a	TK-21	2025	96,9	0,3	6,71	0,0000057	1,1E-06	0,999993	0,999678
18	TK-21	TK-22	2015	120	0,3	6,71	0,0000057	1,37E-06	0,999991	0,999669
19	TK-22	TK-22-1	2016	311	0,3	6,71	0,0000057	3,55E-06	0,999976	0,999645
	TK-22-1	TK-22/1	2016	209	0,3	6,71	0,0000057	2,38E-06	0,999984	0,999629
20	TK-22/1	TK-22/2	2016	72,17	0,3	6,71	0,0000057	8,23E-07	0,999994	0,99964
21	TK-22/2	TK-22/3	2016	73,3	0,3	6,71	0,0000057	8,36E-07	0,999994	0,999634
22	TK-22/3	141 Стрелковой дивизии 7 (стр	2016	48,46	0,1	6,19	0,0000057	5,52E-07	0,999997	0,999631
							$\sum \omega/\mu =$	0,00039	$\sum P_i =$	0,000385
							P₀	0,99961	K_j	1

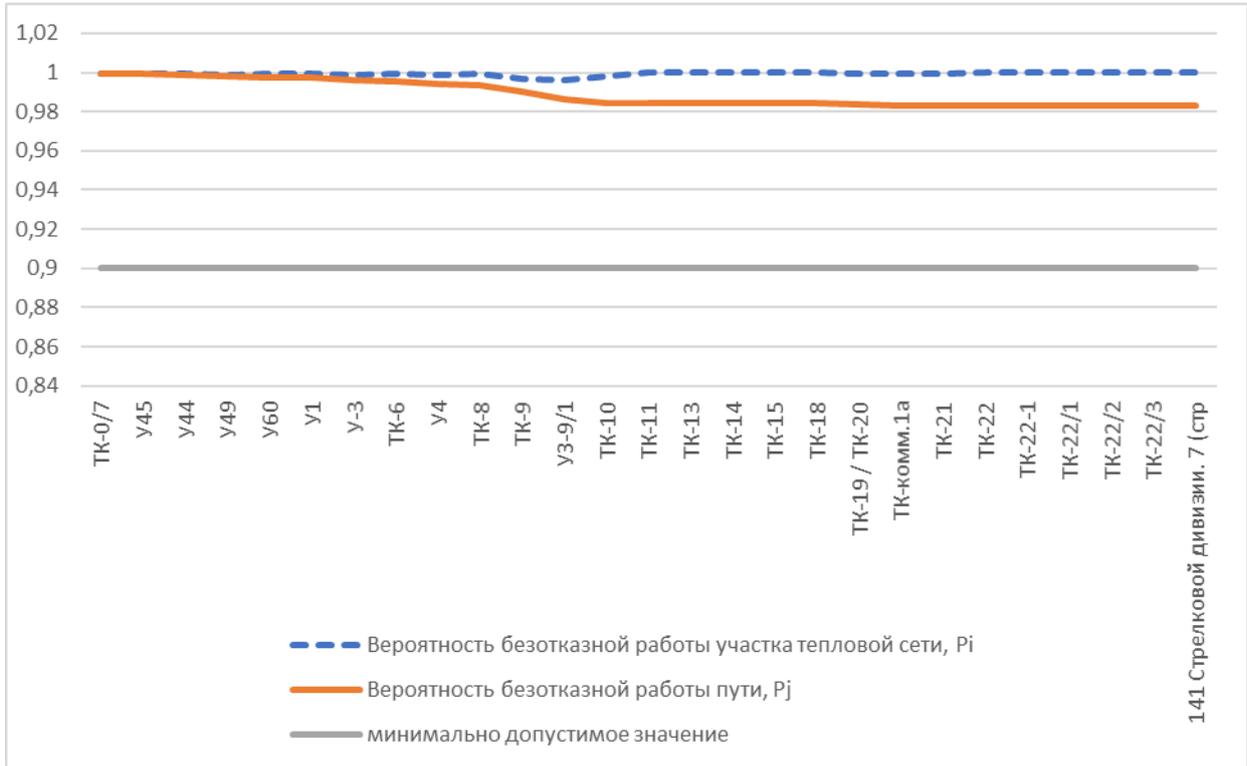


Рис. 11.3.3.2. Вероятность безотказной работы участка теплосети от котельной (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии, 7 на 2024 г. с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

По результатам расчета на 2024 г. вероятность безотказной работы участков тепловых сетей и всего пути от источника до расчетного потребителя не ниже минимально допустимых показателей (рис. 11.3.3.2).

Расчет вероятности безотказной работы участков тепловых сетей на 2029 г. с учетом запланированных мероприятий по реконструкции участков трубопроводов показал, что показатель безотказной работы тепловых сетей на всем пути от источника до конечного потребителя соответствует норме (рис. 11.3.3.3).

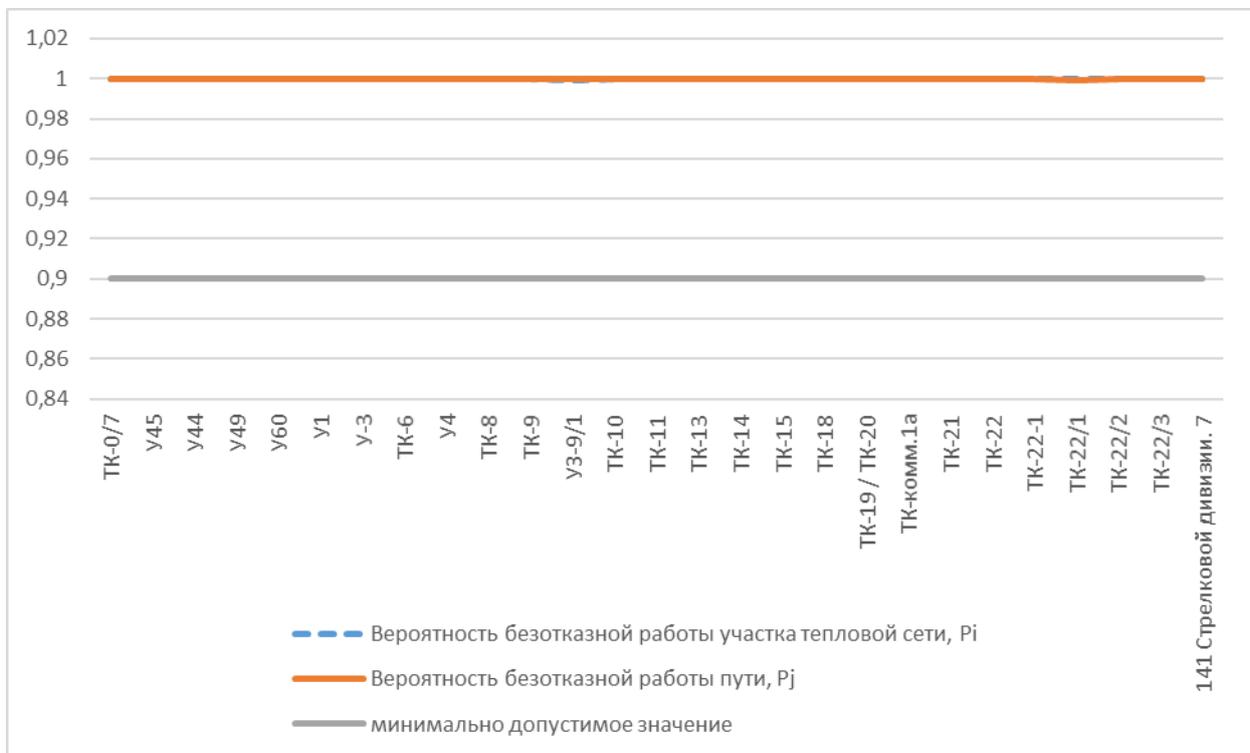


Рис. 11.3.3.3. Вероятность безотказной работы участка теплосети от котельной (Воронежское шоссе, 9) до жилого дома по ул. 141 Стрелковой дивизии, 7 на 2029 г. с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции участков тепловой сети.

11.4 Анализ аварийных режимов работы системы теплоснабжения

Схема резервирования трубопроводов централизованных систем теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приведена на рис. 14.4.1.

Потребители тепла от водогрейной котельной (Воронежское шоссе, 9), подключенные к участку магистральной сети ТК-10 – ТК-19 / ТК-20, равно как и потребители, подключенные к участку сети ТК-0/7 – УТ-1, в случае возникновения аварийной ситуации на данных участках не имеют возможности резервного теплоснабжения.

В случае возникновения инцидента на каком-либо участке магистральных тепловых сетей от водогрейной котельной №3 (Заводской пр-д, 1) существует возможность подачи теплоносителя потребителям благодаря закольцованной схеме трубопроводов.

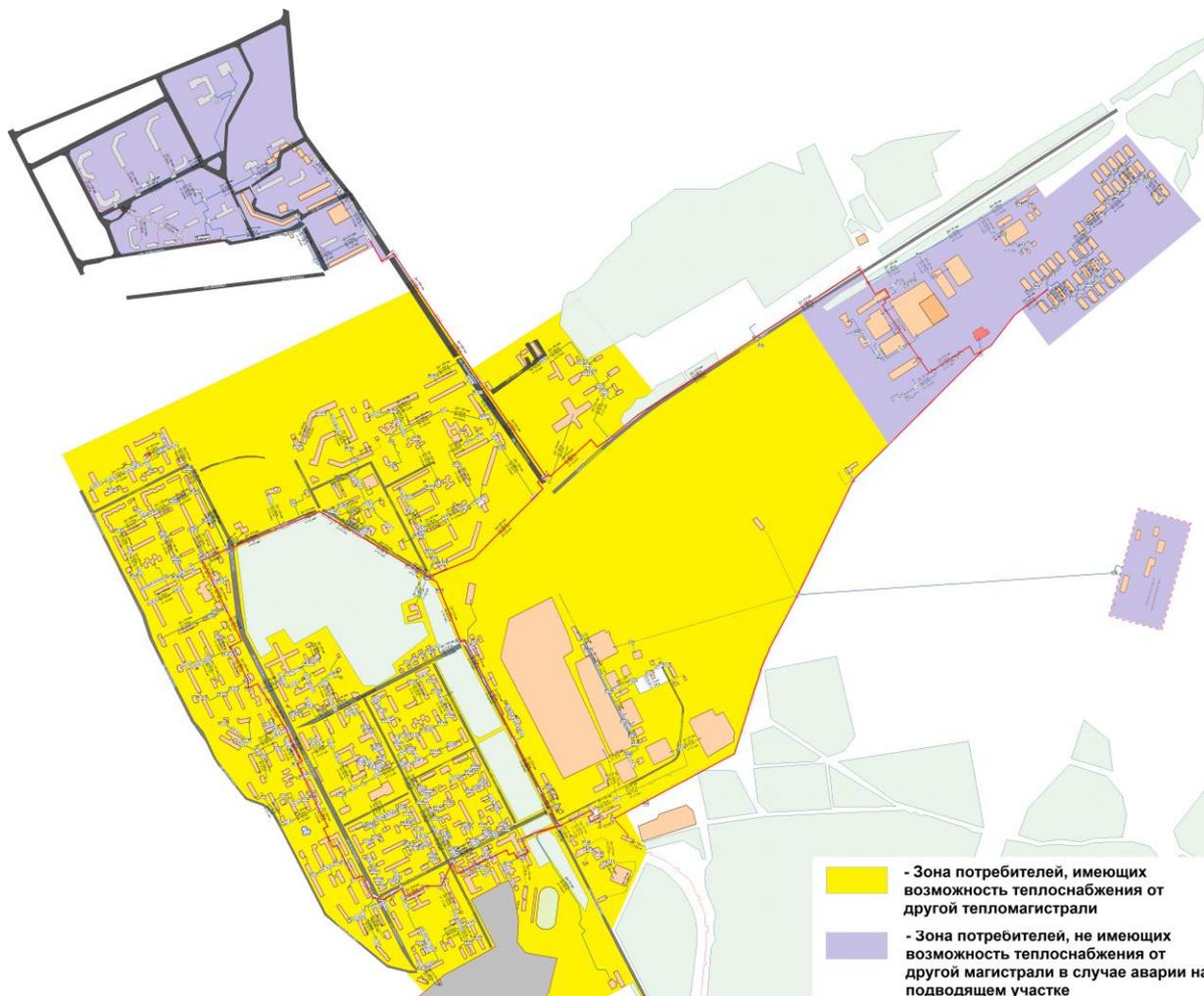


Рис. 11.4.1. Схема резервирования трубопроводов централизованных систем теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж.

Согласно СП 124.13330.2012 [11] при авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного периода допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления -24°C составляет 87%. Допустимые величины недоотпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии приведены в табл. 11.4.1.

Таблица 11.4.1

№ п/п	Наименование источника	Суммарная нагрузка на источник Допустимая величина недоотпуска тепловой энергии, Гкал/ч						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Зона котельной ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9)	48,631	48,951	51,294	52,007	52,007	52,007	52,007
2	Зона котельной № 3 ф-ла ООО «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской пр-д, 1) теплоноситель - вода	85,819	85,819	86,664	86,664	86,664	86,664	86,664
3	Котельные № 1-2 (Заводской пр-д, 1) – теплоноситель пар	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546	0,546
		0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071

12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ

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

Оценка финансовых затрат проведена в соответствии с Крупными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2023 «Наружные тепловые сети», НЦС 81-02-19-2023. «Здания и сооружения городской инфраструктуры», НЦС 81-02-21-2023. «Объекты энергетики (за исключением линейных)».

На основании сведений, приведенных в Главах 7 и 8 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж, определен сводный перечень необходимых мероприятий для обеспечения надежного, эффективного и качественного функционирования систем теплоснабжения (табл. 12.1.1). Суммарная стоимость мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения составляет 1 428 000 тыс. руб. в ценах 2023 г.

Таблица 12.1.1

Сводный перечень необходимых мероприятий для обеспечения надежного, эффективного и качественного функционирования систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование проекта / мероприятия	Диаметр Ду, м		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Ориенти-ровочная стоимость с НДС, тыс. руб.	Зона действия источника теплоснабжения	Сроки выполнения работ	Примечание
		факт	план					
1	Участок магистральной тепловой сети Ду 200-300 от ТК-29 до ТК-4, от ТК-4 до ТК-51 с заменой трубопроводов Инв. № 31306	200-300	200-300	2 881	245 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2023 – 15.09.2023	(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2023 г.				245 000			
2	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 с заменой трубопроводов Инв. № 31311	500	500*	3046	375 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2024 – 15.09.2024	(Исх. табл. 8.7.1) (Исх. табл. 8.6.2)
	ИТОГО за 2024 г.				375 000			
3.1	Участок магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной до УЗ-3-1 с заменой трубопроводов.	500	500*	137	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2025 – 15.09.2025	(Исх. табл. 8.7.1) (Исх. табл. 8.6.2)
3.2	Участок магистральной тепловой сети Ду 300 от ТК-15 до ТК-21 с заменой трубопроводов	300	300	460	52 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)		(Исх. табл. 8.7.1)
3.3	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	150	150	1 018	75 000			(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2025 г.				163 000			
4	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	150	150	3 456	253 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2026 – 15.09.2026	(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2026 г.				253 000			
5.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	125	125	779	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2027 – 15.09.2027	(Исх. табл. 8.7.1)
5.2		100	100	3 550	141 000			(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2027 г.				177 000			
6.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	70	70	3 032	98 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2028 – 15.09.2028	(Исх. табл. 8.7.1)
6.2		50	50	1 541	49 000			(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2028 г.				147 000			
7.1	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	125	125	717	33 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2029 – 15.09.2029	(Исх. табл. 8.7.1)
7.2		100	100	712	28 000			(Исх. табл. 8.7.1)
7.3		80	80	133	5 000			(Исх. табл. 8.7.1)
7.4		70	70	71	2 000			(Исх. табл. 8.7.1)
	ИТОГО за 2029 г.				68 000			
	ВСЕГО за период 2022-2029 гг.			21 691	1 428 000			

* С целью улучшения качества теплоснабжения при работе источника по температурному графику 130/70°С необходимо осуществить реконструкцию участка от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 и участка от котельной № 3 – ТК-3 с увеличением диаметра с Ду 500 на Ду 600

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России. (табл. 12.1.2)

Таблица 12.1.2

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Значение коэффициента-дефлятора	1,049	1,047	1,048	1,049	1,048
Значение коэффициента-дефлятора нарастающим итогом	-	1,047	1,097	1,151	1,206

Ориентировочные финансовые потребности для реализации мероприятий по реконструкции тепловых сетей по годам представлены в таблице 12.1.3.

Таблица 12.1.3

№ п/п	Наименование мероприятия	Затраты, млн. руб							
		Всего	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Реконструкция участков тепловой сети	1 428	245	375	163	253	177	147	68
2	Индекс-дефлятор инвестиций		1	1,047	1,097	1,151	1,206	1,265	1,326
3	Суммарный объем финансирования по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет	1 597	245	393	179	291	214	186	90

12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Цель подбора схемы финансирования – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются:

- чистая прибыль,
- амортизационные отчисления,
- реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и д

Чистая прибыль

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

Амортизационные отчисления

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство. Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении. Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством. Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования. Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы. Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии и теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;
- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- 7) создание условий для привлечения инвестиций;»

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые

коммунальные услуги, рассчитанной с учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги)

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

Необходимая валовая выручка регулируемой организации должна возмещать ей экономически обоснованные расходы и обеспечивать экономически обоснованную прибыль по каждому регулируемому виду деятельности.

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 определяет основные методы ценообразования в сфере теплоснабжения, к которым относятся:

- а) метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- б) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;
- в) метод индексации установленных тарифов;
- г) метод сравнения аналогов».

Внешними источниками финансирования коммерческого предприятия являются:

- эмиссия обыкновенных акций
- кредитное финансирование

Эмиссия обыкновенных акций

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

• этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;

• акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;

• проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;

• обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;

• повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;

• эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций относятся:

• предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большому числу владельцев;

• возможность потери контроля над предприятием;

• более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;

• сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;

• дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

Кредитное финансирование

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Финансирование мероприятий, необходимых для развития систем теплоснабжения, за счет собственных средств ЕТО не представляется возможным в связи с убыточными результатами хозяйственной деятельности. В связи с этим для реализации мероприятий по реконструкции и модернизации систем теплоснабжения необходимо определить источники софинансирования.

13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

13.1 Общие положения

Глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" содержит результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения:

1. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;
2. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;
3. удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);
4. отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
5. коэффициент использования установленной тепловой мощности;
6. удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;
7. доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);
8. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;
9. коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);
10. доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;
11. средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);
12. отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения);
13. отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при

реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения);

14. отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

13.2 Индикаторы развития систем теплоснабжения

Индикаторы развития систем теплоснабжения представлены в таблицах 13.2.1 и 13.2.2.

В связи с запланированными мероприятиями по реконструкции тепловых сетей средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей уменьшается (п.11 табл. 13.2.1-13.2.2)

Таблица 13.2.1

Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ООО «АТЭС» Воронежское шоссе, 9

№ п/п	Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	ед.	9	29	11	9	6
	в т.ч. сверх нормативного срока	ед.	0	0	0	0	0
2	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. сверх нормативного срока	ед.	0	0	0	0	0
3	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);	кг.у.т./Гкал	155,19	157,6	157,75	164,75	164,75
4	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;	Гкал/м ²	1,74	2,78	3,25	3,20	3,20
5	число часов использования установленной тепловой мощности;	ч/год	385	399	499	860	687
6	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;	м ² ч/Гкал	223,6	222,3	224,7	214,0	212,6
7	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа);	%	24,7	3,0	10,4	8,2	18,3
8	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	кг у.т./ кВтч	-	-	-	-	-
9	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	%	-	-	-	-	-
10	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	%	25	25	25	25	25
11	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	лет	32	33	31	30	31
12	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа);	%	0	9,9	5,5	0	21,6
13	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа).	%	0	0	0	0	0

Таблица 13.2.2

Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ООО «АТЭС» Заводской проезд, 1

№ п/п	Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	ед.	21	19	35	20	20
	в т.ч. сверх нормативного срока		0	0	0	0	0
2	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;	ед.	0	0	0	0	0
	в т.ч. сверх нормативного срока		0	0	0	0	0
3	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);	кг у.т./ Гкал	161,18	170,5	162,82	164,75	164,75
4	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети (отпуск с коллектора);	Гкал/м ²	0,00	0,00	1,35	1,65	1,18
5	Число часов использования установленной тепловой мощности;	ч/год	425	115	430	430	546
6	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;	м ² ч/Гкал	114,1	111,9	109,8	109,4	109,4
7	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа);	%	80,5	55,1	72,1	71,7	59,2
8	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	кг у.т./ кВтч	-	-	-	-	-
9	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	%	-	-	-	-	-
10	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	%	32	33	31	31	31
11	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	лет	33	34	33	23	24
12	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа);	%	0,2	0	12,4	23,6	0,0
13	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа).	%	0	0	0	0	0

13.3 Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также 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 зафиксировано не было.

14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Сумма затрат на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения, приведенная в разделе 9, составляет ориентировочно 1 597 млн. руб. в ценах соответствующих реализации периодов. Мероприятия на 2023-2024 гг. утверждены и финансируются за счет АО «Концерн Росэнергоатом». Таким образом, сумма затрат на реализацию мероприятий на 2025-2029 гг. составляет 960 млн. руб. (табл. 15.1)

Таблица 15.1.1

Ориентировочный объем финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения по годам реализации проектов

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
Ориентировочный суммарный объем финансирования (КВ) по годам реализации проектов в ценах соответствующих лет, млн. руб.	-	179	291	214	186	90	960

В виду отсутствия возможности финансирования данных мероприятий за счет внутренней прибыли ЕТО (раздел 1.10 Обосновывающих материалов), следует рассмотреть варианты софинансирования за счет средств сторонних организаций либо за счет включения инвестиционной составляющей в тариф на тепловую энергию.

Проект инвестиционной программы разрабатывается регулируемой организацией в соответствии с п. 2 Постановлением Правительства РФ от 29 июля 2013 г. N 641 "Об инвестиционных и производственных программах организаций, осуществляющих деятельность в сфере

водоснабжения и водоотведения". Инвестиционная программа утверждается уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации или уполномоченным органом местного самоуправления поселения (городского округа). На основании инвестиционной программы проводится расчет ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

На момент актуализации утвержденные инвестиционные программы для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации объектов теплоснабжения ГО г. Нововоронежа отсутствуют. На 2024 г инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию отсутствует.

Утвержденные тарифы на тепловую энергию на 2024-2025 гг. для потребителей ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» представлены в таблице 15.1.2 и в приложении 6. Потребители, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Таблица 15.1.2

№	Вид тарифа	Установленный тариф, руб./Гкал			
		01.01.24	01.07.24	01.01.25	01.07.25
1	Однотарифный. Тепловая энергия, отпуск прочим потребителям (без НДС)	1231,34	1315,73	1315,73	1330,12
2	Однотарифный. Тепловая энергия, отпуск населению (с НДС)	1477,61	1578,88	1578,88	1596,14

15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города

На момент актуализации Схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж в границах муниципального образования действуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. теплофикационная установка Филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (НВ АЭС);
2. водогрейная котельная ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Воронежское шоссе, 9);
3. Комплекс котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» (Заводской проезд, 1), в т.ч.:
 - 3.1. водогрейная котельная № 3,
 - 3.2. паровая котельная № 1,
 - 3.3. паровая котельная № 2.

Многоэтажная жилая застройка обеспечивается тепловой энергией от ТФУ НВАЭС и (или) водогрейных котельных ф-ла «АТЭС-Нововоронеж»:

- котельная, расположенная по адресу Воронежское шоссе, 9;
- котельная № 3, расположенная по адресу Заводской проезд, 1.

Паровые котельные ф-ла «АТЭС-Нововоронеж» № 1 и 2 (Заводской проезд, 1) предназначены для выработки и отпуска пара потребителям и на собственные нужды, отопление, мазутное хозяйство, водоподготовку.

Реестр систем теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж приведен в табл. 15.1.1.

Таблица 15.1.1

№ п/п	Система теплоснабжения	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Источник теплоснабжения	Теплоснабжающая организация
1	Централизованная система теплоснабжения потребителей городского округа г. Нововоронеж – теплоноситель вода	131,832	ТФУ НВ АЭС	Ф-л АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС»
			Водогрейная котельная (Воронежское ш., 9)	Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
			Водогрейная котельная № 3, (Заводской пр-д, 1)	
2	Потребители промзоны «Восточная»	0,546	паровые котельные № 1-2	Нововоронежский филиал ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
3	Потребители промзоны НВ АЭС	2,6	НВ АЭС, НВ АЭС-2	Ф-л АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС»

15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Решением Администрации городского округа г. Нововоронеж статус ЕТО присвоен Нововоронежскому филиалу ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»

15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте городского округа, проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте городского округа.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на

последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;
- в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
- г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

15.4 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Актуальные (существующие) границы зоны деятельности ЕТО определены точками присоединения самых удаленных потребителей к тепловым сетям централизованной системы теплоснабжения (рис. 1.1.2.1).

В соответствии с Проектом схемы теплоснабжения городского округа Нововоронеж, планируются изменения границы зоны деятельности теплоснабжающей организации, связанные с подключением к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок и тепловых сетей. Перспективные границы зоны деятельности ЕТО представлены на рис. 15.4.1.

Изменения границ зон деятельности ЕТО должны проводиться в соответствии с Правилами организации теплоснабжения, и подлежат внесению в Схему теплоснабжения при ее актуализации.



Рис. 15.4.1. Перспективные границы зоны деятельности ЕТО

16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

В соответствии с предпроектными решениями настоящей схемы теплоснабжения, строительства новых источников тепловой энергии не требуется, так как резерва мощности существующих источников тепловой энергии достаточно для обеспечения перспективного прироста тепловых нагрузок.

Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности на момент актуализации не планируются.

16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

В соответствии с разделами 7, 8, 11, 12 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж сформирован перечень необходимых мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей (табл. 16.2.1).

На момент актуализации Схемы теплоснабжения утверждены мероприятия по реконструкции участков тепловых сетей на 2023-2024 гг., определен источник финансирования. По остальным мероприятиям необходимо разработать и утвердить план реализации и источники финансирования.

Объем финансовых затрат на реализацию мероприятий, приведенных в таблице 16.2.1, составляет: на 2023-2024 гг. – 620 млн. руб.; суммарно на расчетный срок схемы – 1 428 млн. руб. в ценах 2023 г.

Таблица 16.2.1

№ п/п	Наименование проекта / мероприятия	Диаметр Ду, м		Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Ориентировочная стоимость с НДС, тыс. руб.	Зона действия источника теплоснабжения	Сроки выполнения работ	Источник финансирования
		факт	план					
Утвержденные мероприятия								
1	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 200-300 от ТК-29 до ТК-4, от ТК-4 до ТК-51 с заменой трубопроводов Инв. № 31306	200-300	200-300	2 881	245 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2023 – 15.09.2023	АО «Концерн Росэнергоатом», филиал «Нововоронежская атомная станция»
	ИТОГО за 2023 г.				245 000			
2	Ремонт участка магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной ф-ла «АТЭС- Нововоронеж» до ТК-34 с заменой трубопроводов Инв. № 31311	500	500	3046	375 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2024 – 15.09.2024	АО «Концерн Росэнергоатом», филиал «Нововоронежская атомная станция»
	ИТОГО за 2024 г.				375 000			
Неутвержденные мероприятия								
3.1	Участок магистральной тепловой сети Ду 500 от котельной до УЗ-3-1 с заменой трубопроводов.	500	500*	137	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2025 – 15.09.2025	
3.2	Участок магистральной тепловой сети Ду 300 от ТК-15 до ТК-21 с заменой трубопроводов	300	300	460	52 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)		
3.3	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	150	150	1 018	75 000			
	ИТОГО за 2025 г.				163 000			
4	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	150	150	3 456	253 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2026 – 15.09.2026	
	ИТОГО за 2026 г.				253 000			
5.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	125	125	779	36 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2027 – 15.09.2027	
5.2		100	100	3 550	141 000			
	ИТОГО за 2027 г.				177 000			
6.1	Сооружение - тепловые сети I-VI микрорайонов 1-6 квартал	70	70	3 032	98 000	Котельная № 3 (Заводской проезд, 1)	01.04.2028 – 15.09.2028	
6.2		50	50	1 541	49 000			
	ИТОГО за 2028 г.				147 000			
7.1	Сооружение - тепловые сети 7-го микрорайона	125	125	717	33 000	Котельная (Воронежское шоссе, 9)	01.04.2029 – 15.09.2029	
7.2		100	100	712	28 000			
7.3		80	80	133	5 000			
7.4		70	70	71	2 000			
	ИТОГО за 2029 г.				68 000			
	ВСЕГО за период 2022-2029 гг.			21 691	1 428 000			

16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В городском округе г. Нововоронеж централизованное горячее водоснабжение большинства потребителей осуществляется по открытой схеме. Производительность существующих систем водоподготовки достаточная для обеспечения уже подключенных потребителей ГВС по открытой схеме (раздел 1.7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения).

Перевод на закрытую схему вышеуказанных потребителей экономически нецелесообразен ввиду большого объема финансовых затрат на данное мероприятие – 887,3 млн. руб. (в ценах 2023 г.) без учета финансовых вложений в развитие (реконструкцию) системы холодного водоснабжения г. Нововоронеж (от водозаборных устройств до жилых домов) с увеличением её пропускной способности в 1,5-2,0 раза и подачей воды питьевого качества с суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л; карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, обеспечивающей безнакипный режим в подогревателях

Мероприятия, обеспечивающие перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы на перспективный период разработки Схемы теплоснабжения не планируются.

Подключение всех вновь возводимых объектов капитального строительства к централизованной системе теплоснабжения планируется по закрытой схеме ГВС.

17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

По Проекту актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж на 2024 год поступили замечания (департамента государственного регулирования тарифов Воронежской области (ДГРТ ВО) в отношении раздела 15. «ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ» утверждаемой части. (прил. 8).

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

В соответствии с замечаниями ДГРТ ВО скорректирована информация в Проекте актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж в части главы 15. «Ценовые (тарифные) последствия».

В связи с отсутствием на момент актуализации утвержденных инвестиционных программ для реализации мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации объектов теплоснабжения ГО г. Нововоронежа инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию отсутствует.

Оценка финансовых затрат на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации объектов теплоснабжения в разделе 9.1. «Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов систем теплоснабжения» проведена в соответствии с Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2023 «Наружные тепловые сети», НЦС 81-02-19-2023. «Здания и сооружения городской инфраструктуры», НЦС 81-02-21-2023. «Объекты энергетики (за исключением линейных)» и служит для принятия решения о разработке Инвестиционных программ, но не для утверждения тарифа, включающего инвестиционную составляющую.

18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

18.1 Изменения в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»

1) В разделе 1.2 актуализированы:

- величина возможного отпуска объема тепловой энергии на теплоснабжение г. Нововоронеж от НВАЭС;
- ретроспективные технико-экономические показатели работы котельных.

2) В разделе 1.3 актуализированы:

- технические характеристики тепловых сетей
- статистика отказов и восстановлений тепловых сетей за ретроспективный период
- оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях.

3) В разделе 1.5 актуализированы договорные нагрузки потребителей в разрезе каждого источника централизованного теплоснабжения;

4) В разделе 1.6 актуализированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

5) В разделе 1.7 актуализированы балансы теплоносителя.

6) В разделе 1.8 актуализированы топливные балансы источников теплоснабжения за ретроспективный период.

7) В разделе 1.9 актуализированы фактические показатели надежности теплоснабжения потребителей.

8) В разделе 1.10 актуализированы технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

9) В разделе 1.11 актуализированы цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

10) В разделе 1.12 добавлена информация о реализации мероприятий Схемы теплоснабжения за ретроспективный период.

18.2 Изменения в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»

1) В разделе 2.2 актуализированы данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

2) В разделе 2.4 актуализированы прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

18.3 Изменения в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки»

1) В разделе 4.1 актуализированы перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и максимальной перспективной тепловой нагрузки для определения резерва/дефицита мощности существующих источников теплоснабжения.

2) В разделе 4.3 актуализированы балансы отпуска, выработки и покупки тепловой энергии в единой системе централизованного теплоснабжения городского округа г. Нововоронеж на перспективный период.

18.4 Изменения в Главе 6 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах».

Актуализированы перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.

18.5 Изменения в Главе 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»

В разделе 8.7 актуализированы объемы необходимых работ по реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

18.6 Изменения в Главе 10 «Перспективные топливные балансы»

Актуализированы значения годового потребления условного топлива, а также значения максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на перспективный период.

18.7 Изменения в Главе 11 «Оценка надежности теплоснабжения»

1) В разделе 11.3 актуализированы расчеты показателей безотказной работы тепловых сетей, расчеты показателей готовности систем к теплоснабжению. Определены мероприятия по нивелированию угроз возникновения аварийных ситуаций.

2) В разделе 11.4 проведен анализ аварийных режимов работы системы теплоснабжения.

18.8 Изменения в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»

Актуализированы объемы финансовых затрат на реализацию мероприятий по реконструкции тепловых сетей на перспективный период.

18.9 Изменения в Главе 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа»

Материалы главы актуализированы на основании результатов деятельности теплоснабжающих организаций с учетом проведенных мероприятий по реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения за ретроспективный период.

18.10 Изменения в Главе 14 Ценовые (тарифные) последствия.

Материалы Главы актуализированы на основании результатов деятельности теплоснабжающих организаций с учетом проведенных мероприятий по реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения за ретроспективный период и в соответствии с замечаниями ДГРТ ВО.

18.11 Изменения в Главе 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»

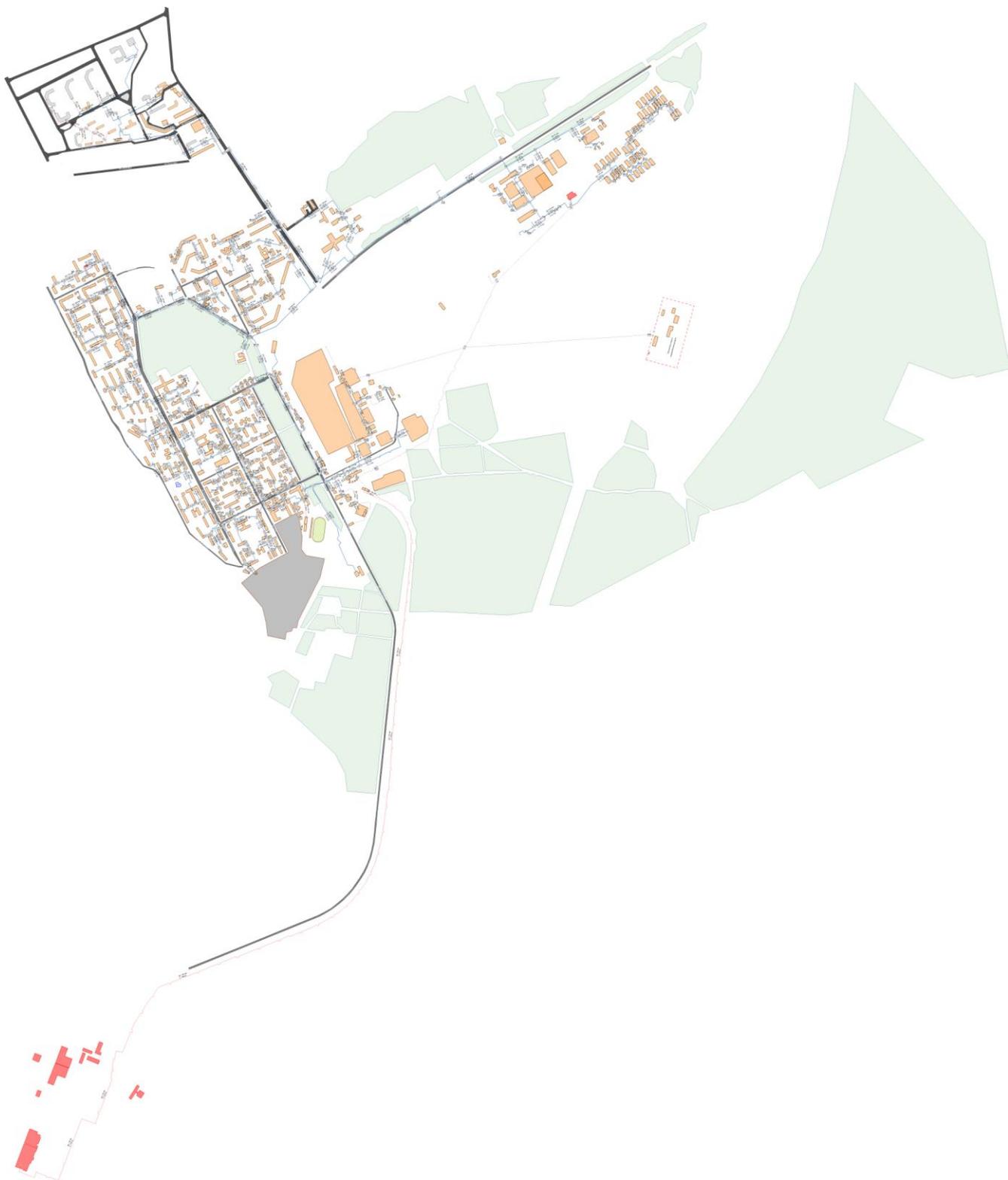
Материалы Главы актуализированы с учетом проведенных мероприятий по реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения за ретроспективный период.

18.12 Изменения в Утверждаемую часть

Материалы Главы переработаны в соответствии с обосновывающими материалами актуализированной схемы теплоснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" // Российская газета от 30.07.2010 г. № 5247.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" // Российская газета от 06.03.2012 г.
3. Инструкция "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя". Утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 325.
4. Методические указания по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом Минэнерго России от 05 марта 2019 г. № 212.
5. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). ГУП Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова (издание 4-ое), Москва, 2002. (одобрены Научно-техническим советом Центра энергоресурсосбережения Госстроя России, протокол от 12.07.2002 № 5).
6. СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Утв. Госстрой России 16.08.2000 г.
7. СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий. М.: ФГУП ЦПП, 2004.
8. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Утв. Приказом Минрегион Российской Федерации от 27.12.2011г. № 608 и введен в действие с 01.01.2013 г.
9. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Утв. Приказом Минрегион России от 30.06.2012 г. № 265 и введен в действие с 01.07.2013г.
10. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 30 декабря 2020 г. N 921/пр и введен в действие с 1 июля 2021 г.
11. СП 124.13330.2012 Свод правил. «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». Утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280 и введен в действие с 01.01.2013 г.
12. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Утв. приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 24 декабря 2020 г. N 859/пр и введен в действие с 25 июня 2021 г.



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
МАШИНОСТРОЕНИЯ

ДОРОГБУЖСКИЙ КОТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер завода

_____ А. К. Крылов

«_____» _____ 1977 год.

ИНСТРУКЦИЯ

ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА
ТИПА ПТВМ-30М

А-7513 ИЗ

5-237500
25 04 8

1977 г.

1. ОПИСАНИЕ

Теплофикационный водогрейный котел типа ПТВМ-30М теплопроизводительностью 35 . . . 40 Гкал/ч с нижним подводом и отводом воды предназначен для работы в качестве основного источника теплоснабжения на ТЭЦ или в районных отопительных котельных.

Завод выпускает три модификации котлов:

- а) ПТВМ-30М-2 — котел, работающий на газе;
- б) ПТВМ-30М-4 — котел, работающий на газе и мазуте;
- в) ПТВМ-30МС — котел, работающий на газе и мазуте, устанавливается в районах с сейсмичностью до 9 баллов.

Котел ПТВМ-30М — водотрубный, радиационного типа, прямоточный с принудительной циркуляцией работает по 10 ходовой схеме, имеет П-образную компоновку.

Котел оборудован 6 комбинированными газомазутными горелками с двумя дутьевыми вентиляторами. Вентиляторы (один левого, другой правого вращения) подают воздух к горелкам через общий короб.

При установке котла в районах с низкой температурой и повышенной влажностью в целях предотвращения обледенения лопаток, перед вентиляторами рекомендуется установка калориферов для подогрева воздуха до +5 . . . 10°C.

Для преодоления сопротивления газового тракта и выброса продуктов сгорания в атмосферу на котле устанавливается дымосос. Работает котел на отдельную дымовую трубу.

Изменение теплопроизводительности котла осуществляется количеством работающих горелок при постоянном расходе воды и переменном температурном перепаде.

Для очистки конвективной поверхности нагрева при работе котла на мазуте предусмотрена дробеочистительная установка.

На торцах нижних камер боковых и задних экранов котла для периодического осмотра внутренней поверхности предусмотрены штуцера с доньшками. При осмотрах доньшко срезается, по окончании осмотра устанавливается в первоначальное положение и обваривается. Осмотр камер, не имеющих штуцеров с доньшками, производить через отверстия, образованные обрезкой экранных труб, с последующей их обваркой.

Обмуровка котла натрубного типа, облегченная и допускает монтаж совместно с блоками. Поставляется котел заказчику крупными транспортабельными блоками. Установка котла предусмотрена только в закрытом помещении.

1.1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1.1.1. Тепловая производительность:

- а) топливо газ — 40 Гкал/ч;
- б) топливо мазут — 35 Гкал/ч.

1.1.2. Рабочее давление — от 10 до 20 кгс/см²

1.1.3. Температура воды:

- а) на входе — 70°C;
- б) на выходе — 150°C.

1.1.4. Расход воды:

- а) топливо газ — 495 т/ч;
- б) топливо мазут — 430 т/ч.

1.1.5. Гидравлическое сопротивление котла 1,6 . . . 1,8 кгс/см².

1.1.6. Температура уходящих газов:

Приложение 3
к постановлению администрации
городского округа г.оод Нововоронеж
от 11.07.2023 № 664

Тепловые нагрузки потребителей Нововоронежского филиала ООО "АтомТеплоЭлектроСеть"
по состоянию на 31.12.2022г. (теплоноситель - вода)

Улица	№ дома	Всего	Qот, Гкал/ч	Qв, Гкал/ч	Qтехн, Гкал/ч	Qгвс (ср), Гкал/ч	Qплот, Гкал/ч	источник теплоснабжения
Строителей	3Г, 3Д, 3Е, 3Ж, 3"з", 3М	0,008	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Аленовская	13А	0,017	0,010	0,000	0,000	0,007	0,000	ш. Воронежское, 9
Аленовская	38	0,443	0,233	0,176	0,000	0,012	0,022	ш. Воронежское, 9
Аленовская	40	0,121	0,116	0,000	0,000	0,000	0,005	ш. Воронежское, 9
Вокзальная	2	0,119	0,089	0,000	0,000	0,030	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,138	0,033	0,000	0,000	0,000	0,105	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,021	0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,072	0,072	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,199	0,195	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,043	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,500	0,496	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,081	0,081	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,034	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2А	0,017	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2Б	0,043	0,041	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	2В	0,047	0,043	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	4	0,052	0,052	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	6	0,060	0,025	0,034	0,000	0,000	0,001	Заводской проезд, 1
Вокзальная	6А	0,093	0,093	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	8	0,042	0,042	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	8А	0,044	0,039	0,000	0,000	0,005	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	8-6	0,131	0,131	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	12	0,089	0,088	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	14	0,230	0,158	0,000	0,000	0,072	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	14	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	14	0,020	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	14	0,012	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	14	0,029	0,029	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	18	0,034	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,088	0,088	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,243	0,243	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,041	0,041	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,023	0,023	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,092	0,092	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,081	0,081	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	1,292	1,292	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,039	0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24	0,017	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	24А	0,075	0,067	0,000	0,000	0,008	0,000	Заводской проезд, 1
Вокзальная	26	0,020	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Воронежское шоссе	5	0,026	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	5	0,316	0,272	0,000	0,000	0,044	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	7	0,200	0,197	0,000	0,000	0,003	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	7/1	0,025	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	7/1	0,748	0,720	0,000	0,000	0,028	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	7/1	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	9г	0,411	0,011	0,400	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	9	0,027	0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Воронежское шоссе	11	0,230	0,230	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Восточная промзона		0,082	0,048	0,000	0,000	0,034	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1	0,007	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1	0,008	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1	0,009	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1

Гаражная	1	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1А	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Гаражная	1Б	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	1	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	1а	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	2	0,290	0,128	0,154	0,000	0,008	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	3	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	3-а	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	5	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	8	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Духовская	36А, 36Б	0,110	0,034	0,075	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	промзона	0,170	0,168	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	1	0,051	0,050	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	1	0,042	0,042	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	3	0,228	0,226	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	3	0,016	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	4	0,035	0,035	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6	0,309	0,309	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6Б	0,314	0,314	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6В	0,077	0,077	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6Г	0,052	0,051	0,000	0,000	0,000	0,001	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6з	0,033	0,033	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	6Н	0,036	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	8	0,142	0,123	0,000	0,000	0,001	0,018	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	8	0,024	0,024	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	8	0,057	0,056	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	8	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	9	0,045	0,042	0,000	0,000	0,003	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	9	0,063	0,063	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,041	0,041	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,060	0,059	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,018	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,025	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	10	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	11	0,050	0,049	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Заводской проезд	11	0,084	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Коммунальная	2	1,006	0,263	0,684	0,000	0,059	0,000	ш. Воронежское, 9
Коммунальная	5А	0,026	0,024	0,000	0,000	0,002	0,000	ш. Воронежское, 9
Коммунальная	8	0,311	0,143	0,121	0,000	0,047	0,000	ш. Воронежское, 9
Комсомольская	1а	0,053	0,050	0,000	0,000	0,003	0,000	Заводской проезд, 1
Комсомольская	7А	0,074	0,073	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	1	0,332	0,230	0,000	0,000	0,102	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	1А	0,199	0,158	0,000	0,000	0,041	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	2А	0,055	0,045	0,000	0,000	0,010	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	2А	0,021	0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	2а	0,052	0,052	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	2а	0,032	0,032	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	4	0,122	0,112	0,000	0,000	0,010	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	46	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	46	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	5а	0,285	0,194	0,000	0,000	0,091	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	9-Б	0,060	0,059	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	10А	0,014	0,013	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	11-Б	0,304	0,195	0,000	0,000	0,109	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	13	0,052	0,051	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	14	0,158	0,150	0,000	0,000	0,008	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	15	0,050	0,047	0,000	0,000	0,003	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	15	0,126	0,110	0,000	0,000	0,007	0,009	Заводской проезд, 1
Космонавтов	15	0,055	0,046	0,000	0,000	0,007	0,002	Заводской проезд, 1
Космонавтов	16а	0,028	0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1

Космонавтов	17/1	0,043	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,635	0,235	0,333	0,000	0,067	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,427	0,176	0,224	0,000	0,027	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,726	0,214	0,512	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,546	0,206	0,207	0,000	0,133	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,530	0,219	0,311	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,627	0,193	0,434	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,081	0,067	0,000	0,000	0,014	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,051	0,051	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,148	0,048	0,000	0,000	0,100	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,019	0,015	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,179	0,028	0,056	0,000	0,095	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,088	0,028	0,010	0,000	0,050	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,107	0,035	0,066	0,000	0,006	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,061	0,051	0,000	0,000	0,010	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	18	0,020	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	196	1,706	0,186	0,000	0,000	1,520	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	20	0,145	0,119	0,000	0,000	0,026	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	21	0,057	0,057	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	22	0,635	0,051	0,545	0,000	0,039	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	25А	0,108	0,079	0,029	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	27А	1,953	0,270	1,366	0,000	0,317	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	29	0,190	0,074	0,000	0,000	0,116	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	296	0,071	0,070	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	296	0,107	0,107	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	37А	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	41А	0,023	0,021	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	41-а/2	0,045	0,022	0,023	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	43а	0,012	0,011	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Космонавтов	43Б	0,125	0,060	0,065	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	2	0,012	0,011	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	2а	0,014	0,013	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	2Б	0,942	0,413	0,346	0,000	0,183	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	3	0,093	0,069	0,000	0,000	0,024	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	3	0,164	0,094	0,000	0,000	0,070	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	4-а	0,021	0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	4-а	0,008	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	6	0,013	0,012	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	6а	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	8	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	10	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	12	0,039	0,033	0,000	0,000	0,006	0,000	Заводской проезд, 1
Курчатова	14	0,193	0,181	0,000	0,000	0,012	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	3	0,798	0,790	0,000	0,000	0,008	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	4	0,090	0,090	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	10	0,275	0,249	0,000	0,000	0,026	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	10А	0,260	0,196	0,000	0,000	0,064	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	10А	0,265	0,263	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Ленина	10А	0,070	0,045	0,000	0,000	0,025	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	боксы	0,014	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	1	0,034	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	1а	0,035	0,034	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	1-б	0,038	0,036	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	1-б	0,042	0,040	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	3	0,036	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	3а	0,046	0,046	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	5	0,323	0,213	0,000	0,000	0,110	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	7А	0,018	0,017	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8, 8Г, 8д, 8е	0,330	0,274	0,000	0,000	0,056	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,107	0,097	0,000	0,000	0,010	0,000	Заводской проезд, 1

Мира	8А	0,036	0,029	0,000	0,000	0,007	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,009	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,025	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,023	0,019	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,014	0,010	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,013	0,009	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,052	0,043	0,000	0,000	0,009	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,017	0,013	0,000	0,000	0,004	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,009	0,007	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,007	0,005	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,019	0,017	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,007	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,008	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8А	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	8В	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	18а	0,059	0,059	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	20Б	0,068	0,067	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	20Б	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	21	0,082	0,082	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	21А	0,124	0,123	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	21а	0,036	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Мира	21а	0,259	0,197	0,000	0,000	0,062	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	8	0,071	0,052	0,000	0,000	0,019	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	9	1,158	0,084	0,697	0,141	0,213	0,023	Заводской проезд, 1
Набережная	10Б	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	11	0,186	0,047	0,128	0,000	0,005	0,006	Заводской проезд, 1
Набережная	14	0,283	0,250	0,000	0,000	0,033	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	14	0,067	0,067	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	14А	0,136	0,094	0,000	0,000	0,042	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	27Б	0,543	0,208	0,162	0,000	0,173	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	28В	0,037	0,037	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	34А	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	36А	0,024	0,024	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	38Б	0,009	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Набережная	44а	0,018	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	1	0,174	0,174	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	1	0,427	0,340	0,000	0,000	0,087	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	1Б	0,023	0,023	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	3	0,045	0,029	0,000	0,000	0,016	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	36	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	36	0,022	0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	5	0,139	0,072	0,000	0,000	0,067	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	6	0,047	0,047	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	7	0,068	0,067	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	7	0,012	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	9	0,339	0,275	0,000	0,000	0,064	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	9	0,078	0,078	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Октябрьская	16	0,043	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	1е	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	8	0,107	0,107	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	8	0,008	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	10	0,288	0,288	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	10	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Парковый проезд	12	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Первомайская	1	0,251	0,188	0,000	0,000	0,063	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2	0,134	0,134	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2з	0,024	0,024	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9

Первомайская	2з	0,059	0,059	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2/4	0,053	0,053	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2з	0,062	0,062	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2з	0,015	0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2	0,263	0,236	0,000	0,000	0,027	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2	0,257	0,238	0,000	0,000	0,019	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2	0,166	0,120	0,000	0,000	0,046	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2А	0,041	0,041	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2Б	0,190	0,166	0,000	0,000	0,024	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2В/2	1,063	0,110	0,863	0,000	0,090	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2В	0,105	0,067	0,020	0,000	0,018	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2Е	0,205	0,200	0,000	0,000	0,000	0,005	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2М/1	0,254	0,237	0,000	0,000	0,017	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	2М/1	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	3а	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	5Г	0,037	0,037	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	4Б	0,010	0,010	0,000	0,000	0,000	0,000	ш. Воронежское, 9
Первомайская	9-Б	0,597	0,445	0,091	0,000	0,061	0,000	ш. Воронежское, 9
пл. Ленина	1	0,138	0,122	0,000	0,000	0,016	0,000	Заводской проезд, 1
пл. Ленина	1	0,488	0,122	0,350	0,000	0,016	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1	0,321	0,214	0,000	0,000	0,107	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а	0,021	0,021	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,053	0,047	0,000	0,000	0,006	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1а/2	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1А	0,032	0,031	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1А	0,033	0,032	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1В	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1Г	0,042	0,035	0,000	0,000	0,007	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1Д	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1Ж	0,014	0,014	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1"З"	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	1и	0,015	0,015	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Победы	10а	0,253	0,162	0,000	0,000	0,091	0,000	ш. Воронежское, 9
Победы	10-Б	0,312	0,188	0,061	0,000	0,063	0,000	ш. Воронежское, 9
Победы	16а	0,481	0,255	0,124	0,000	0,102	0,000	ш. Воронежское, 9
Проезд Гаражный	5	0,112	0,112	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Проезд Гаражный	5	0,051	0,051	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Проезд Гаражный	5	0,056	0,056	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
проезд Заводской	5А	0,181	0,181	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,068	0,068	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	1,221	1,221	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,035	0,035	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,084	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,179	0,176	0,000	0,000	0,003	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,072	0,072	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,147	0,147	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,034	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,075	0,075	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,075	0,075	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	14	0,075	0,075	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	2	0,053	0,053	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	2-в	0,032	0,032	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	3	0,090	0,090	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	3	0,022	0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	3/1	0,030	0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	3/3	0,030	0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	6	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1

промзона Восточная	6	0,049	0,047	0,000	0,000	0,002	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	6	0,049	0,049	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	8	0,062	0,062	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	8	0,062	0,062	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	10Б	0,086	0,086	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	12	0,082	0,082	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,263	0,197	0,000	0,000	0,000	0,066	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,129	0,129	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,098	0,098	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,053	0,053	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,135	0,135	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Промзона Восточная	24	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
- // - // - // -		0,060	0,017	0,043	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
- // - // - // -		0,048	0,032	0,016	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1	0,044	0,036	0,000	0,000	0,008	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1	0,441	0,142	0,256	0,000	0,043	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1	0,514	0,239	0,249	0,000	0,026	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1а	0,012	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1б	0,013	0,012	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1в	0,007	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	1в/1	0,005	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	поз.4	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	15-Б	0,377	0,181	0,089	0,000	0,107	0,000	Заводской проезд, 1
Строителей	16	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
шоссе Воронежское	9	0,056	0,053	0,000	0,000	0,003	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	9В	0,873	0,155	0,387	0,000	0,331	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	9Е	0,624	0,567	0,000	0,000	0,057	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	9Е	5,734	0,324	5,209	0,000	0,201	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	9Е	2,607	0,160	2,325	0,000	0,122	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	9Е	0,318	0,141	0,170	0,000	0,007	0,000	ш. Воронежское, 9
шоссе Воронежское	11А	0,053	0,051	0,000	0,000	0,002	0,000	ш. Воронежское, 9
ш. Воронежское	13В/31	0,031	0,029	0,000	0,000	0,002	0,000	ш. Воронежское, 9
Южное шоссе	1	0,391	0,390	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	1	0,131	0,131	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	1	0,117	0,105	0,000	0,000	0,012	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	1	0,269	0,268	0,000	0,000	0,001	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,059	0,020	0,000	0,000	0,000	0,039	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,009	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,019	0,019	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,050	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,056	0,056	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,013	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,011	0,011	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	1,173	0,649	0,524	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,034	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,029	0,029	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,022	0,022	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
Южное шоссе	7	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
МКЖД		27,255	20,763	0,000	0,000	6,492	0,000	ш. Воронежское, 9
МКЖД		48,486	39,168	0,383	0,000	8,935	0,000	Заводской проезд, 1
итого		131,832	91,196	18,318	0,141	21,875	0,302	

Тепловые нагрузки потребителей Нововоронежского филиала ООО "АтомТеплоЭлектроСеть"
по состоянию на 31.12.2022г. (теплоноситель - пар)

Улица	№ дома	Всего	Qот, Гкал/ч	Qв, Гкал/ч	Qтехн, Гкал/ч	Qгвс (ср), Гкал/ч	Qпот, Гкал/ч	источник теплоснабжения
Промзона Восточная	4	0,228	0,228	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	8	0,073	0,073	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
промзона Восточная	8	0,245	0,245	0,000	0,000	0,000	0,000	Заводской проезд, 1
итого		0,546	0,546	0,000	0,000	0,000	0,000	

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Москва»
филиал «Воронежское ЛПУМГ»

Адрес: 396902 Воронежская область, г. Семилуки, ул. Курская, д. 111
Тел.: (47372)2-19-00, факс: (47372)2-55-21

Утверждаю

Начальник филиала
ООО «Газпром трансгаз Москва»
«Воронежское ЛПУМГ»

М. П.



Паспорт № 1.01.23
качества газа горючего природного за январь 2023г.

СХ

ООП

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу СКЦ покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции: ГРС Нижнедевицк, ГРС Косиха, ГРС Хохольская, ГРС Вязноватовка, ГРС Синие Липяги, ГРС ВНИИ Кукуруза, ГРС Костенки, ГРС Тепличная, ГРС Воронеж-1, ГРС Воронеж-2, ГРС Воронеж-2А, ГРС Ново-Воронеж, ГРС Айдарово, ГРС Ямное, ГРС Семилуки, ГРС К.Маркса-1.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС Семилуки.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1-7-2008		
	метан			не нормируется	94,51
	этан			не нормируется	3,23
	пропан			не нормируется	0,99
	изо-бутан			не нормируется	0,154
	норм-бутан			не нормируется	0,146
	нео-пентан			не нормируется	0,0024
	изо-пентан			не нормируется	0,0262
	норм-пентан			не нормируется	0,0182
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0171
	диоксид углерода			не более 2,5	0,275
	азот			не нормируется	0,609
	кислород			не более 0,050	0,0072
	водород			не нормируется	0,0140
гелий	не нормируется	0,0105			
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,78
		ккал/м ³		не менее 7600	8308
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20 – 54,50	50,13
		ккал/м ³		9840 - 13020	11973
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7117
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014;	не более 0,020	менее 0,01
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,036	0,0084
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-21,5
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	—	не нормируется	4,2
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	3

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГПП коммунально-бытового назначения. Для ГПП промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа.

При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-10 определены в Химико-аналитической лаборатории Воронежского ЛПУМГ;

Значения показателей по п.п. 1-4 определены стационарным прибором хроматограф «Хроматек-Кристалл 5000.1», в Химико-аналитической лаборатории Воронежского ЛПУМГ.

Ответственный исполнитель



Н.В. Кружилова

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана _____
наименование региональной компании по реализации газа или филиала
 покупателю (потребителю) _____ по его запросу
наименование предприятия

“ ” _____ 20__ г.

Приложение к паспорту № 1.01.23
качества газа за январь 2023 г.

Отчет лабораторного хроматографа Хроматек_Кристалл 5000.1 №051544 за январь 2023 г.

Место отбора проб газа: ГРС Семилуки

Число	Значение низшей теплоты сгорания при стандартных условиях	
	МДж/м ³	ккал/м ³
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9	34,80	8312
10		
11	34,79	8310
12		
13		
14		
15		
16	34,75	8301
17		
18	34,76	8302
19		
20		
21		
22		
23	34,79	8309
24		
25	34,79	8310
26		
27		
28		
29		
30	34,80	8312
31		
Среднее значение	34,78	8308

Ответственный
исполнитель


подпись

Кружилова Н.В.
Ф.И.О.

**ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Москва»
филиал «Воронежское ЛПУМГ»**

Адрес: 396902 Воронежская область, г. Семилуки, ул. Курская, д. 111
Тел.: (47372)2-19-00, факс: (47372)2-55-21

Утверждаю



**Паспорт № 1.03.23
качества газа горючего природного за март 2023г.**

СХ

ООП

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу СКЦ покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции: ГРС Нижнедевицк, ГРС Косиха, ГРС Хохольская, ГРС Вязноватовка, ГРС Синие Липяги, ГРС ВНИИ Кукуруза, ГРС Костенки, ГРС Тепличная, ГРС Воронеж-1, ГРС Воронеж-2, ГРС Воронеж-2А, ГРС Ново-Воронеж, ГРС Айдарово, ГРС Ямное, ГРС Семилуки, ГРС К.Маркса-1.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС Семилуки.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1-7-2008		
	метан			не нормируется	94,56
	этан			не нормируется	3,17
	пропан			не нормируется	0,98
	изо-бутан			не нормируется	0,147
	норм-бутан			не нормируется	0,155
	нео-пентан			не нормируется	0,0017
	изо-пентан			не нормируется	0,0272
	норм-пентан			не нормируется	0,0189
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0172
	диоксид углерода			не более 2,5	0,284
	азот			не нормируется	0,613
	кислород			не более 0,050	0,0065
	водород			не нормируется	0,0139
гелий	не нормируется	0,0103			
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,76
		ккал/м ³		не менее 7600	8303
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20 – 54,50	50,11
		ккал/м ³		9840 - 13020	11968
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7115
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014; ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,020	менее 0,01
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³		не более 0,036	0,0081
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс.
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-23.6
9	Температуре газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С	—	не нормируется	2.6
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	3

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГПП коммунально-бытового назначения. Для ГПП промышленного назначения показатель устанавливают по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа.

При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-10 определены в Химико-аналитической лаборатории Воронежского ЛПУМГ;

Значения показателей по п.п. 1-4 определены стационарным прибором хроматограф «Хроматек-Кристалл 5000.1», в Химико-аналитической лаборатории Воронежского ЛПУМГ.

Ответственный исполнитель



Н.В. Кружилова

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

_____ *наименование региональной компании по реализации газа или филиала*

покупателю (потребителю) _____ по его запросу

_____ *наименование предприятия*

” ” _____ 20__ г.

Приложение к паспорту № 1.03.23
качества газа за март 2023 г.

Отчет лабораторного хроматографа Хроматек_Кристалл 5000.1 №051544 за март 2023 г.

Место отбора проб газа: ГРС Семилуки

Число	Значение низшей теплоты сгорания при стандартных условиях	
	МДж/м ³	ккал/м ³
1	34,74	8297
2		
3		
4		
5		
6	34,75	8301
7		
8		
9	34,72	8293
10		
11		
12		
13	34,70	8289
14		
15	34,77	8305
16		
17		
18		
19		
20	34,77	8304
21		
22	34,79	8309
23		
24		
25		
26		
27	34,78	8306
28		
29	34,85	8323
30		
31		
Среднее значение	34,76	8303

Ответственный
исполнитель


подпись

Кружилова Н.В.
Ф.И.О.



Система качества сертифицирована по
ГОСТ Р ИСО 9001
№ РОСС RU.ИС20.К00454

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФБУ «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И
ИСПЫТАНИЙ В КУРСКОЙ ОБЛАСТИ»
ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ
Аттестат аккредитации РОСС RU.0001.21ПМ88 от 22 января 2010г.

305029, г. Курск, Южный переулок, 6а (тел/факс (4712) 50-00-03)

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 141/ Д-НФ

от « 22 » ноября 2011г.

Заявитель: ФГУ «Средне-Окское управление энергосбережения»
Поставщик:
Объект испытаний: Мазут М-100, филиал «Нововоронежская АЭС, Бак № 1
На соответствие требованиям: ГОСТ 10585-99
Испытания проведены: 22.11.11г.-22.11.11г.
Основание для испытаний: Контроль качества. Образец отобран заявителем.
Климатические условия проведения испытаний: относительная влажность 60 %, температура 21 °С

Результаты испытаний:

Наименование показателя, единица измерения	НД на методы испытаний	Наименование испытательного оборудования, заводской №	Нормы по НД на продукцию	Результаты испытаний	Погрешность (при необходимости)
Вязкость условная, градусы ВУ, при 100 °С, не более	ГОСТ 6258	Вискозиметр ВУ-М, № 277	6,8	2,7	
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	Весы ВЛКТ-500, № 832, шкаф сушильный СНОЛ-3,5, № 2	1,0	Отс.	
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	АКОВ-10-1, № 47	1,0	0,9	
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307	Иономер И-130, № 1000	Отс.	Отс.	
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	ГОСТ 4333	Аппарат ТВО, № 1436	110	186	

Протокол касается только образцов, подвергнутых испытанию.
Перепечатка протокола без разрешения ИХТЛ не допускается.

Примечание: По проверенным показателям мазут М-100 соответствует ГОСТ 10585 -99



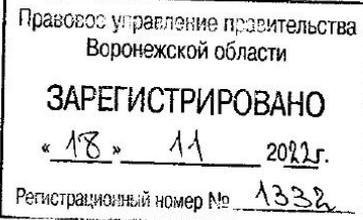
М.П.

Начальник ИХТЛ:

Бобкова Л.В.

Исполнитель:

Тихомиров В.А.



**ДЕПАРТАМЕНТ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
ТАРИФОВ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ**

П Р И К А З

от 15 ноября 2022 года

№ 66/36

г. Воронеж

**О внесении изменений в приказ ДГРТ ВО от 18.12.2020 № 58/198
«Об установлении долгосрочных параметров регулирования
деятельности и тарифов на тепловую энергию (мощность),
поставляемую ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» потребителям,
расположенным на территории городского округа город Нововоронеж
Воронежской области, на период 2021 - 2025 годов»**

В целях корректировки тарифов, руководствуясь Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлениями Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», от 14.11.2022 № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», постановлением правительства Воронежской области от 31.03.2020 № 283 «Об утверждении Положения о департаменте государственного регулирования тарифов Воронежской области», и на основании решения Правления ДГРТ ВО от 15.11.2022 № 66/36

п р и к а з ы в а ю:

1. Внести в приказ ДГРТ ВО от 18.12.2020 № 58/198 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования деятельности и тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО

2

«АтомТеплоЭлектроСеть» потребителям, расположенным на территории городского округа город Нововоронеж Воронежской области, на период 2021 - 2025 годов» (в редакции приказа ДГРТ ВО от 07.12.2021 № 66/49) изменение, изложив Приложение 2 к приказу в редакции согласно Приложению к настоящему приказу.

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении десяти дней со дня его официального опубликования.

Руководитель департамента



Е.В. Бажанов

Приложение
к приказу ДГРТ ВО
от 15.11.2022 № 66/36

«Приложение 2
к приказу ДГРТ ВО
от 18.12.2020 № 58/198

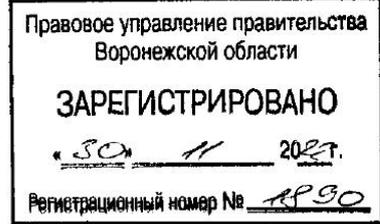
Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО
«АтомТеплоЭлектроСеть» потребителям, расположенным на территории
городского округа город Нововоронеж Воронежской области

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуци рованн ый пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см2	от 2,5 до 7,0 кг/см2	от 7,0 до 13,0 кг/см2	свыше 13,0 кг/см2	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения									
1.	ООО «АтомТеплоЭлек троСеть»	одноставо чный, руб./Гкал	01.01.2021 - 30.06.2021	1026,49	X	X	X	X	X
			01.07.2021 - 31.12.2021	1067,46	X	X	X	X	X
			01.01.2022 - 30.06.2022	1067,46	X	X	X	X	X
			01.07.2022 - 30.11.2022	1147,55	X	X	X	X	X
			01.12.2022 - 31.12.2023	1231,34	X	X	X	X	X
			01.01.2024 - 30.06.2024	1231,34	X	X	X	X	X
			01.07.2024 - 31.12.2024	1315,73	X	X	X	X	X
			01.01.2025 - 30.06.2025	1315,73	X	X	X	X	X
			01.07.2025 - 31.12.2025	1330,12	X	X	X	X	X
			Население (тарифы указываются с учетом НДС) <*>						
			01.01.2021 - 30.06.2021	1231,79	X	X	X	X	X

2

			01.07.2021 - 31.12.2021	1280,95	X	X	X	X	X
			01.01.2022 - 30.06.2022	1280,95	X	X	X	X	X
		одноставо чный, руб./Гкал	01.07.2022 - 30.11.2022	1377,06	X	X	X	X	X
			01.12.2022 - 31.12.2023	1477,61	X	X	X	X	X
			01.01.2024 - 30.06.2024	1477,61	X	X	X	X	X
			01.07.2024 - 31.12.2024	1578,88	X	X	X	X	X
			01.01.2025 - 30.06.2025	1578,88	X	X	X	X	X
			01.07.2025 - 31.12.2025	1596,14	X	X	X	X	X

<*> Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая).».



**ДЕПАРТАМЕНТ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЮ
ТАРИФОВ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ**

П Р И К А З

от 24 ноября 2022 года

№ 70/4

г. Воронеж

**Об установлении платы за подключение
(технологическое присоединение) к системе теплоснабжения
ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» филиал «АТЭС-Нововоронеж»
на территории Воронежской области на 2023 год**

Руководствуясь Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов правительства Российской Федерации», приказом Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», постановлением правительства Воронежской области от 31.03.2020 № 283 «Об утверждении Положения о департаменте государственного регулирования тарифов Воронежской области», и на основании решения Правления ДГРТ ВО от 24.11.2022 № 70/4

п р и к а з ы в а ю:

1. Установить плату за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» филиал «АТЭС-Нововоронеж» для каждого потребителя в расчете на единицу мощности

подключаемой тепловой нагрузки, при наличии технической возможности подключения, согласно приложению.

2. Плата, установленная в пункте 1 настоящего приказа, действует с 01 января 2023 года по 31 декабря 2023 года.

3. Настоящий приказ вступает в законную силу со дня его официального опубликования.

Руководитель департамента



Е.В. Бажанов

Приложение
к приказу ДГРТ ВО
от 24.11.2022 № 70/4

Плата
за подключение объектов заявителей при наличии технической
возможности подключения к системе теплоснабжения.

(без НДС)

№ п/п	Наименование	Значение (тыс. руб./Гкал/ч)
1	2	3
Составляющие платы за подключение объектов заявителей, в том числе:		
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1) (заполняются по результатам заполнения приложения 7.1 к Методическим указаниям)	12,70
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1) (заполняются по результатам заполнения приложения 7.2 к Методическим указаниям), в том числе при наличии дифференциации:	-
2.1.	Надземная (наземная) прокладка, в том числе	
2.1.2.	до 250 мм	-
2.1.3.	251-400 мм	-
2.1.4.	401-550 мм	-
2.1.5.	551-700 мм	-
2.1.6.	701 мм и выше	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе	-
2.2.1.	Канальная прокладка:	-
2.2.1.2.	до 250 мм	-
2.2.1.3.	251-400 мм	-
2.2.1.4.	401-550 мм	-

2.2.1.5.	551-700 мм	-
2.2.1.6.	701 мм и выше	-
2.2.2.	бесканальная прокладка:	-
2.2.2.1.	до 250 мм	-
2.2.2.2.	251-400 мм	-
2.2.2.3.	401-550 мм	-
2.2.2.4.	551-700 мм	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2), (заполняются по результатам заполнения приложения 7.3 к Методическим указаниям)	-
4.	Налог на прибыль (определяется в соответствии с формулой (120.1) Методических указаний (расчет дополнительно предоставляется в качестве приложения к таблице)	-



ДЕПАРТАМЕНТ
ГОСУДАРСТВЕННОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ
ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ
(ДГРТ ВО)

ул. 25 Октября, 45, г. Воронеж, 394036
тел. (473) 212-68-66
e-mail: rek@govvrn.ru
<http://tarif36.govvrn.ru>

от 19.06.2023 № 55-11/915

на № _____ от _____
О рассмотрении проекта схемы
теплоснабжения

*Схема № 11. В
Принимать по проекту
и документам
24.06.23
Людмила Шелякина*

Главе администрации
городского округа
город Нововоронеж

Ефименко Р.В.

nvor@govvrn.ru

Уважаемый Роман Витальевич!

Рассмотрев проект схемы теплоснабжения городского округа город Нововоронеж, размещенный на официальном сайте городского округа город Нововоронеж, сообщаем следующее.

В таблице 15.1 представлены тарифы с инвестиционной составляющей на 2024 г., что противоречит фактической ситуации с утверждением инвестиционной программы, так как на территории г. Нововоронежа не утверждена в установленном порядке инвестиционная программа.

Планируемый рост тарифа в 2024 г. по отношению к 2023 г. (при включении в тариф инвестиционной составляющей в течение 20 лет) по схеме теплоснабжения составляет 15% (таблица 15.1), что превышает предельный уровень роста платы граждан и не согласован в соответствии с действующим законодательством в установленном порядке.

Сообщаем также, что в таблицах 15.1, 9.1.1 затраты на мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в разрезе статей затрат не приведены, что не позволяет их проанализировать.

Учитывая вышеизложенное, данная схема не может быть утверждена и требует доработки.

Первый заместитель
руководителя департамента

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Л.Г.Шелякина

Сертификат: 00BAA07269211C0D05ABB1EC149360F70E
Владелец: Шелякина Людмила Геннадьевна
Действителен: с 02.02.2023 до 27.04.2024

Хвостикова Валентина Андреевна
212-68-56

*Авдеева С.В.
21.06.2023
[Подпись]*

Входящий № 101-13-1877
20. 06 2023 г.
Администрация городского
округа город Нововоронеж

<p style="text-align: center;"><i>ВЕСТНИК</i> органов местного самоуправления городского округа город Нововоронеж Учредители: Администрация городского округа город Нововоронеж; Нововоронежская городская Дума</p>
<p style="text-align: center;">Главный редактор – Н.О.Маслова Адрес редакции: г. Нововоронеж, ул.Космонавтов, д.4 тел.5-99-62</p>
<p style="text-align: center;">Тираж – 100 экз. Отпечатана в МУП «Кабельное телевидение» г. Нововоронеж, ул.Набережная, д.8.</p>