

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА ДИМИТРОВГРАДА УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ
на период 2026 - 2031 годы



г. Димитровград 2025.г

Состав тома

№ страницы	Наименование
	Утверждаемая часть. Схема теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 гг.
	Термины и определения
	Общие сведения о муниципальном образовании «Город Димитровград»
4	Раздел 1. «Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа, города федерального значения»
19	Раздел 2. «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников»
36	Раздел 3 «Существующие и перспективные балансы теплоносителя»
43	Раздел 4. «Основные положения мастер- плана развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
45	Раздел 5. «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»
61	Раздел 6. «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»
69	Раздел 7.«Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения»;
69	Раздел 8. «Перспективные топливные балансы»
72	Раздел 9. «Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»

76	Раздел 10. «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации»
79	Раздел 11. «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»
87	Раздел 12. «Решения по бесхозным тепловым сетям»
88	Раздел 13. «Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития»
89	Раздел 14. «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа города федерального значения»
90	Раздел 15. «Ценовые (тарифные) последствия»

Паспорт актуализированной схемы теплоснабжения города
Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы

Наименование схемы	Актуализированная схема теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026- 2031 годы
Основания для разработки схемы теплоснабжения	1.Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями); 2.Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения (с изменениями)»; 3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения»; 4. Федеральный закон от 06.10.2003 г. №131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 10.01.2022 г.); 5.Федеральному закону от 07.12.2011 г. № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения; 6.Федеральный закон от 07.12.2011 г. № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»; 7.Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; 8. Министерство энергетики Российской Федерации Приказ от 30.06.2014 года №399 «Методика расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»; 9.Постановление Правительства Российской Федерации № 452 от 16.05.2014 г. «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных

	плановых значений»; 10. Генеральный план муниципального образования. 11. Утвержденная ранее Схема теплоснабжения; 12. Другие нормативно-правовые и нормативно-методические документы.
Заказчики схемы	Администрация города Димитровграда Ульяновской области
Основные разработчики схемы	ООО «Промсервис»
Цели актуализации схемы	–Обеспечение развития систем централизованного теплоснабжения для существующего и нового строительства жилищного комплекса, а также объектов социально-культурного и рекреационного назначения в период до 2031 г. –Увеличение объемов производства коммунальной продукции (оказание услуг) по теплоснабжению и горячему водоснабжению при повышении качества и сохранении приемлемости действующей ценовой политики. –Улучшение качества работы систем теплоснабжения и горячего водоснабжения. –Снижение вредного воздействия на окружающую среду
Сроки и этапы реализации актуальной схемы	Актуализация схемы на 2026 год; Расчетный срок – 2031 год.
Основные индикаторы и показатели, позволяющие оценить ход реализации мероприятий схемы и ожидаемые результаты реализации мероприятий из схемы	-обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов; -обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами; -снижение потерь воды и тепловой энергии в сетях централизованного отопления и горячего водоснабжения в установленные сроки. -соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей; - оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), -отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Термины и определения.

При актуализации Схемы теплоснабжения использованы следующие термины и определения:

зона действия источника тепловой энергии – территория города, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

зона действия системы теплоснабжения – территория города, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

зона деятельности единой теплоснабжающей организации – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;

источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

качество теплоснабжения – совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя;

комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;

мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;

надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) – технологически связанный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для теплоснабжения и горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети;

потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления; р

радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние 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;

рабочая мощность источника тепловой энергии - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы;

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.);

расчетный элемент территориального деления – территория города, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
тепловая нагрузка – количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

тепловая мощность – количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;

тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;

тепловая энергия – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);

теплоноситель – пар, вода, которые используются для передачи тепловой энергии;
теплоснабжение – обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;

теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей);

теплопотребляющая установка – устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

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;

элемент территориального деления – территория города, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Общие сведения о муниципальном образовании «Город Димитровград»

Общая социально-экономическая характеристика города Димитровграда Ульяновской области состоит из множества параметров и факторов, определяющих социальное, экономическое, географическое положение, геологические, гидрологические и гидрогеологические условия.

Социально-экономическая характеристика позволяет определить множество исходных данных для технико-экономических и гидравлических расчетов, выявить ограничения расчетных параметров, установить требования к надежности и безопасности, а также обуславливает направления развития систем водоснабжения и водоотведения.

Историко-географическое положение

Ульяновская область, в состав которой входит город Димитровград, расположена в самом центре Среднего Поволжья, по обе стороны Волги, в центральной части европейской России. Географическое положение делает область привлекательным центром логистических и транспортных схем федерального и международного уровня.

На западе область граничит с Пензенской областью и Республикой Мордовия, на севере - с Чувашией и Татарстаном, на востоке - с Самарской и на юге - с Саратовской областями. Димитровград – второй по величине город Ульяновской области, районный центр Мелекесского района и город областного подчинения.

Димитровград – второй по величине город Ульяновской области, районный центр Мелекесского района и город областного подчинения.

Согласно историческим исследованиям, первые местные жители на территории будущего города зафиксированы в 1626 году, благодаря им и было дано первое название Мелекесс. Немного позже появились другие версии даты основания, а именно 12 июня 1698 года. Но все же, впервые Мелекесс был замечен Российской империей только в 1767 году. В 1877 году Александром II был издан Указ об изменении статуса поселения Мелекесса на статус посада. Эта дата впоследствии и стала официальной датой рождения города. Смена названия Мелекесс на Димитровград произошла в 1972 году, в честь коммуниста из Болгарии Георгия Димитрова.

Сегодня город насчитывает около 40 разных промышленных предприятий, представленных машиностроительной и строительной отраслями промышленности, предприятиями транспорта, связи и социальной сферы. Наиболее значимыми считаются научно-исследовательский институт атомных реакторов (НИИАР), созданный в 1956 году для исследований атомной энергетики, и Димитровградский автоагрегатный завод (ДААЗ), выпускающий продукцию для автомобильной индустрии. Заводы «Димитровградхиммаш» и «Зенит-Химмаш» выпускают оборудование для нефтяной, газовой и химической промышленности.

Образовательная сфера представлена 14-ю общеобразовательными школами, тремя лицеями и одной гимназией. Высшее образование можно получить в двух филиалах государственных ВУЗов. Также в городе действуют 4 профессиональных училища.

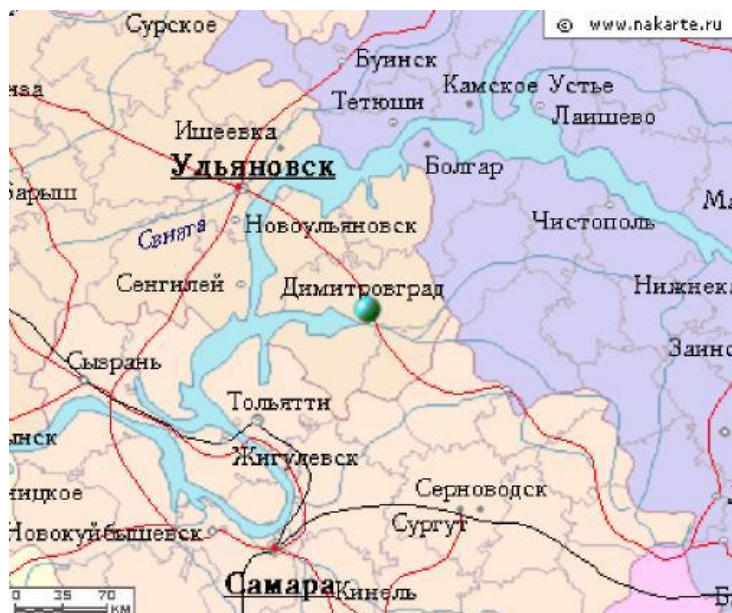
Город находится в низменном левобережном районе (Заволжье) Ульяновской области. Димитровград располагается на левобережье Куйбышевского водохранилища, в месте впадения рек Мелекески и Большого Черемшана в водохранилище (до его постройки в реку Волгу). Высота рельефа колеблется в интервале 50—100 м над уровнем моря. При возведении Западной части города в середине XX века строителям удалось сохранить крупные лесные массивы с сосновыми борами и смешанными лесами, так что эту часть города часто называют «городом в лесу». Экологический каркас Димитровграда складывается из трёх основных элементов: доминирующие элементы природного ландшафта (Куйбышевское водохранилище, река Мелекесска, река Большой Черемшан),

сохраняемые крупные зелёные массивы в Западном жилом районе и крупные озеленённые территории с культурными посадками.

Территория городского округа составляет 10309 га.

Расстояние до ближайших крупных населенных пунктов: Ульяновск - 90 км, Самара - 160 км. В городе Димитровграде пересекаются железная дорога Ульяновск-Уфа с автодорогой Ульяновск-Самара-Димитровград.

Территориальное положение Димитровграда представлено на рисунке 1.



Климатическая характеристика

Климат территории, на которой расположен город Димитровград, умеренно-континентальный, характеризующийся отчетливо выраженными сезонами года. Снежный покров устанавливается в середине ноября, самый холодный месяц года - январь. Зима длится до середины марта, летняя погода наступает в середине мая.

В многолетнем разрезе переход среднесуточной температуры воздуха через 0°C происходит весной: 3-7 апреля и осенью: с 7 октября по 3 ноября. Продолжительность периода со среднесуточными температурами выше 0°C равна 196-208 дней, холодного – 158-169 дней. Устойчивые морозы продолжаются 122 дня. Период активной вегетации длится порядка 140 дней. Средняя дата первого заморозка – 23 сентября, последнего – 13 апреля. Безморозный период в среднем составляет 130-135 дней.

Суммарная солнечная радиация за год близка к 3900 МДж/м^2 , годовой радиационный баланс составляет 1350 МДж/м^2 , с ноября по март он отрицательный. Продолжительность солнечного сияния около 2000 часов, причём наиболее солнечным является период с апреля по август.

По строительно-климатическому районированию территория города относится к зоне ПВ и характеризуется как зона благоприятная для строительного освоения и проживания.

Территория относится к зоне достаточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков - 460-540 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в апреле-октябре, наименьшее - в ноябре-марте. Зима умеренно снежная. Осадки в виде снега составляют порядка 30 % от общего количества. Высота снежного покрова на открытых участках достигает 35-45 см, на защищенных - 50-75 см.

Преобладающими ветрами в течение года являются ветры северных, северо-западных и южных румбов. В теплое время года усиливается повторяемость северных и северо-западных ветров, в холодное время года наибольшую повторяемость имеют юго-западные ветры. Среднегодовая скорость ветра 3,8 м/с. Максимальные скорости достигают 25 м/с.

Средняя глубина промерзания почвы: для суглинков и глин 1,6м; для супесей, песков мелких и пылеватых 2,0м; для песков средней крупности, крупных и гравелистых 2,1м; для крупнообломочных грунтов 2,4м.

Относительная влажность воздуха — 68,8 %.

Данные по среднемесячным температурам наружного воздуха населенного пункта город Димитровград представлены в таблице ниже.

Климат Димитровграда													
Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Средняя температура, °С	-10,3	-10,4	-5,4	5,5	14,3	19,0	20,9	18,5	12,8	5,1	-3,9	-9,5	4,8

Схема актуализируется в соответствии с требованиями нормативных документов:

- Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении»;
 - Федеральный закон от 06.10.2003 г. № 131-ФЗ (ред. от 02.08.2019) «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 10.01.2022);
 - Федеральному закону от 07.12.2011 г. № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения;
 - Федеральный закон от 07.12.2011 г. № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;
 - Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения (с изменениями)»;
 - Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 05.03.2019 г. № 212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации №452 от 16.05.2014 г. «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений»;
 - Министерство энергетики Российской Федерации Приказ от 30.06.2014 г. № 399 «Методика расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации» и о внесении изменений в некоторые акты»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 г. № 889 (ред. от 31.01.2021) «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей».

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ТЭЦ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Объект исследования: системы теплоснабжения города Дмитровграда в границах, определенных генеральным планом развития на период 2026-2031 гг., потребители тепловой энергии, источники тепловой энергии

Цель исследования: оценка существующего состояния системы теплоснабжения, удовлетворение перспективного спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

Метод исследования: обобщение и анализ представленных исходных данных и документов по развитию города, разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, работа состоит из:

Новизна работы: актуализация Схемы теплоснабжения города Дмитровграда Ульяновской области на период с 2026г-2031г.

Результат работы: обосновывающие материалы и утверждаемая часть, определяющая стратегию развития системы теплоснабжения города на 11-летний период.

Практическое использование: Реализация мероприятий, указанных в составе схемы теплоснабжения, позволит повысить качество снабжения потребителей тепловой энергией, обосновать процесс принятия решений, прогнозировать объем и необходимость мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Значимость работы: оптимальное развитие решений в части теплоснабжения, заложенных в Генеральном плане города, на основе требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», повышение за счет этого качества снабжения потребителей тепловой энергией.

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования: эффективное функционирование системы теплоснабжения, ее развитие на базе ежегодной актуализации, с учетом правового регулирования в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности.

Раздел 1 . Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию

а) величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой 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)

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей г.Димитровграда представлення в Главе 2« Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки города Димитровграда на период до 2031 года определен по данным генерального плана города.

В настоящее время в городе Димитровграде отпуск тепловой энергии осуществляют от источников следующих организаций:

- * ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»
- * ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области»
- * ООО «Ресурс»
- * ООО «Аврора плюс»
- * ООО «Управление домами»

Передача тепловой энергии от источников до конечных потребителей осуществляется по тепловым сетям следующими организациями:

- * МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы»
- * ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»
- * ООО «Ресурс»
- * АО «ДААЗ»

ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям города Димитровграда на нужды отопления и горячего водоснабжения жилых, административных, культурнобытовых и производственных зданий. Отпуск тепла производится от 14 источников теплоснабжения. Ниже представлена информация по каждому из источников

ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области». Информация по основному оборудованию коммунально-бытовых и производственных котельных приведена в сводной таблице 1.1

Таблица 1.1.

Источники тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии			Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Тип (марка)	Кол-во, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	Отопл.	Вент.	ГВС	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная №3	ТВГ-1,5	4	8,6	1,76	-	0,69	2,45
	Lavart 500	1					
	Lavart 2500	1					
Котельная №6а	VISSMANN	2	0,1	-	-	0,01	0,01
Котельная №7	ТВГ-1,5	3	4,5	3,43	-	-	3,43
Котельная №8	ТВГ-1,5	1	2,4	0,54	-	0,14	0,68
	Lavart 1000	1					
Котельная №9	ТВГ-1,5	3	7,0	0,73	-	3,67	4,4
	ТВГ-2,5	1					
Котельная №12	ТВГ-1,5	3	4,5	1,73	-	-	1,73
Котельная №15	ТВГ-1,5	2	3,0	0,98	-	-	0,98
Котельная №16	КВГ-4,65	1	7,2	3,18	-	1,29	4,47
	ДКВР-2,5	2					
Котельная №17	ТВГ-1,5	3	4,9	2,4	-	0,35	2,75
	Lavart 500	1					
Котельная №18	ТВГ-1,5	4	6,0	4,1	-	0,8	4,9

Котельная №22	КВГМ-1,0-115М	3	2,6	1,3	-	0,34	1,64
Котельная №23	ДКВР-10/13	2	20,0	4,97	-	-	4,97
	КВГМ-4,65	2					
Котельная №25	ДКВР-10/13	3	19,3	12,43	-	0,5	12,93
	Lavart 600	1					
Котельная №27	ДЕ-16-14	2	26,3	9,84	-	2,65	12,49
	ДЕ-10-14	1					
Котельная №6, III Интернационала, 146	ICI Caldaie REX -120	2	2,15	1,91	-	-	1,91
Котельная №13, ул. Гагарина, 26б	DuothermPolikraft DuoP-6000	2	10,32	6,205	0,063	-	6,268
Котельная пос. Дачный ул. Луговая, 40 а	IVAR Super RAC2100	1	3,44	1,776	-	0,778	2,554
	IVAR Super RAC1860	1					

ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» обеспечивает:

- выработку тепловой энергии в виде пара и горячей воды и отпуск ее потребителям;
- выработку и продажу электрической энергии, распределение электрической энергии,
- передачу ее потребителям и в энергосистему;
- электроснабжение автономных секций реакторных установок в качестве независимого от энергосистемы источника.
- электрическую мощность:

установленная и располагаемая – 20,5 МВт.

- тепловую мощность:

установленная и располагаемая - 406 Гкал/ч.

ТЭЦ ООО«НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» отпускает тепловую и электрическую энергию для нужд АО«ГНЦ НИИАР», а также потребителям г.Димитровграда на нужды отопления жилых, административных, культурно-бытовых и производственных зданий Западного района. Температурный график - 110/60С, система теплоснабжения - двухтрубная, открытая, подпитка – от централизованного водопровода. Произведенная электрическая энергия реализуется на территории Ульяновской области. Оснащенность приборами учета(с учетом наличия технической возможности установки приборов учета) по потребляемым отпускаемым ресурсам - 100%. Котлоагрегаты БКЗ-75-39 ГМ Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМ однобарабанный, вертикально-водотрубный, радиационный с естественной циркуляцией имеет П-образную компоновку с вынесенной в отдельную колонку холодной частью воздухоподогревателя. Топочная камера является восходящим ходом газов. В горизонтальном газоходе расположен пароперегреватель, а в опускном – водяной экономайзер и горячая часть воздухоподогревателя.

Таблица 1.2 - Технические характеристики котлоагрегата

Производительность (номинальная), т/ч			75
Расчетное давление в барабане, кг/см ²			44
Давление на выходе из пароперегревателя, кг/см ²			39
Температура перегретого пара, °С			440
Температура питательной воды, °С			105
Поверхности нагрева, м ² :	экрана:	радиационная	211
		строительная	700
	пароперегревателя		490
	водяного экономайзера		875
	фестона		50,9
	воздухоподогревателя:	I ступени	2080
		II ступени	660
Объем топочного пространства, м ³			284
Водяной объем котла, м ³			284
Паровой объем котла, м ³			12,5
Температура (теоретическая) горения в топке, °С			2018
Расчетные температуры газов при номинальной нагрузке, °С:			1022
	пароперегревателя:	перед II ступенью	987
		перед I ступенью	839
	водяного экономайзера:	перед II ступенью	637
		перед I ступенью	398
	воздухоподогревателя:	перед II ступенью	471
		перед I ступенью	261

	уходящих газов	167
Температура (расчетная) воздуха перед форсунками, °С		260
КПД котла (брутто), %		90,6

Водогрейные котлы

Водогрейные котлы предназначены для нагрева сетевой воды в тепловых сетях и используется для покрытия пиковых теплофикационных нагрузок в зимнее время. Они также могут быть использованы и в качестве основных источников теплоснабжения. В водогрейной части установлены котлы типа ПТВМ-50-1 и КВГМ-100. Котлы газомазутные, водотрубные прямоточные с принудительной циркуляцией. Основным топливом водогрейных котлов является газ, резервный – мазут.

Таблица 1.3 – Технические характеристики ПТВМ-50-1

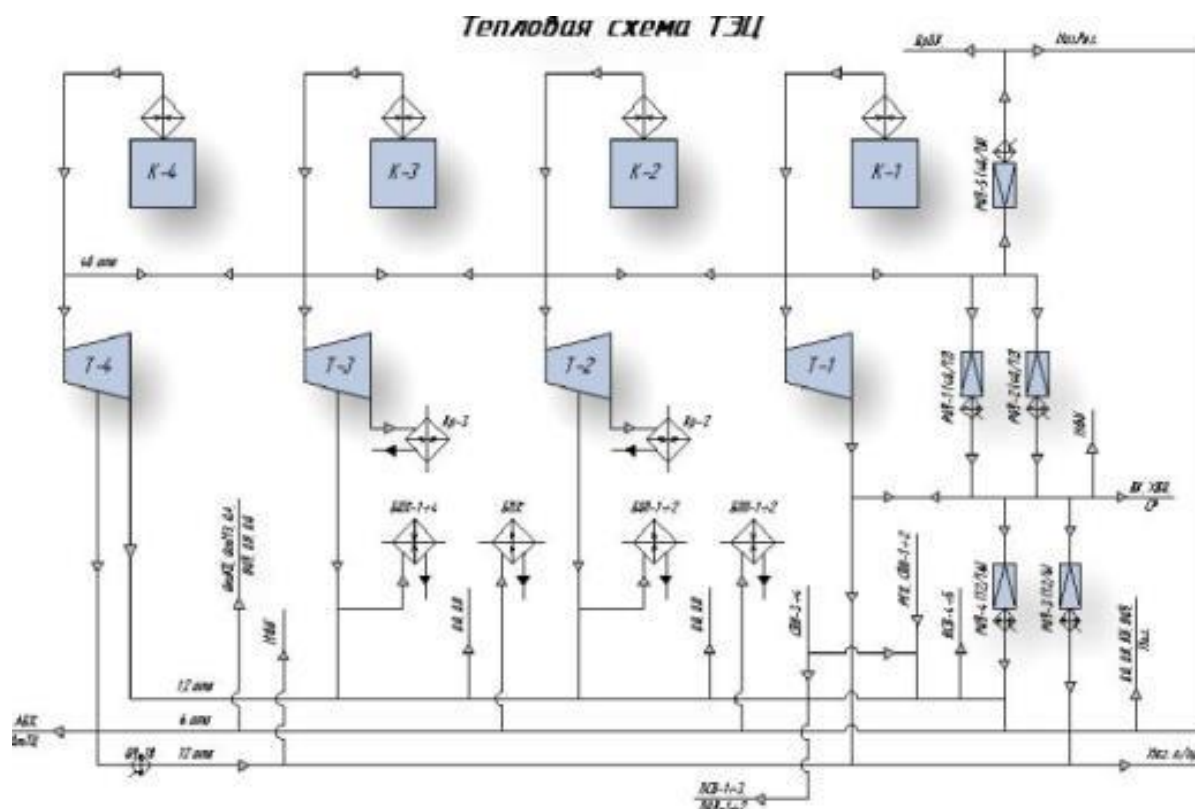
Теплопроизводительность, Гкал/ч			50
Допустимое давление на входе в котел, кгс/см ²			20
Температура воды на входе и выходе из котла, °С	при пиковом режиме	при работе нагазе	70-150
		при работе на мазуте	104-150
	при основном режиме		70-150
Расход воды, т/час		при пиковом режиме	> 1000
		при основном режиме	> 500
Гидравлическое сопротивление котла,		при пиковом режиме	0,56
		при основном режиме	0,96
Температура уходящих газов при		при работе на газе	165
		при работе на мазуте	180
КПД при номинальной нагрузке, %		при работе на газе	91,4
		при работе на мазуте	89,7
Расход топлива при номинальной нагрузке		при работе на газе, м ³ /ч	6700
		при работе на мазуте, кг/ч	6170
Лучевоспринимаемая поверхность нагрева, м ²			116
Поверхность конвективной части, м ²			1170
Объем топочной камеры, м ³			109
Водяной объем, м ³			15
Количество горелок, шт.			12
Количество дутьевых вентиляторов, шт.			12
Количество дымососов, шт.			1
Расход воздуха, м ³ /ч			82000

Таблица 1.4 – Технические характеристики котла

КВГМ-100

Теплопроизводительность, Гкал/ч	100
---------------------------------	-----

Допустимое давление на входе в котел, кгс/см ²		25
Температура воды на входе и выходе из котла, °С	при пиковом режиме	70-150
	при основном режиме	110-150
Расход воды, т/час		2460
Гидравлическое сопротивление котла, кгс/см ²	при пиковом режиме	0,79
	при основном режиме	1,65
Температура уходящих газов при номинальной нагрузке, °С	при работе на газе	140
	при работе на мазуте	180
Сопротивление по газовому тракту, мм вод.ст.		120
КПД при номинальной нагрузке	при работе на газе	92,7
	при работе на мазуте	91,3
Расход топлива при номинальной нагрузке	при работе на газе, м ³ /ч	12520
	при работе на мазуте, кг/ч	11500
Лучевоспринимаемая поверхность нагрева, м ²		325
Поверхность конвективной части, м ²		2385
Объем топочной камеры, м ³		388
Водяной объем, м ³		30
Количество горелок, шт.		3
Количество дутьевых вентиляторов, шт.		1
Количество дымососов, шт.		1
Расход воздуха, м ³ /ч		136800



Котельная ООО «АВРОРА плюс»

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии			Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Тип (марка)	Кол-во, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	Отопление	Вентиляция	ГВС	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная ул.Калугина д.48	Комконт	2	4,3	4,351	-	0,996	5,347
	КСВрд-2,0	1	1,72				
Котельная ул.Восточная д.48а	ДЕ-16-14	2	20	12,37		4,84	17,21

Котельная по ул.Калугина д.48

Распределение нагрузки составляет:

- * население - 60%
- * соц/культбыт - 15%
- * прочие - 25%

Котельная Олимп по ул.Восточная д.48а

Распределение нагрузки составляет:

- * население - 45,83%
- * соц/культбыт - 8,33%
- * прочие - 45,84%

Котельная ООО «Ресурс»

Производственно-отопительная котельная ООО «Ресурс», расположена на территории АО «ДААЗ». Котельная предназначена для централизованного теплоснабжения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных, жилых и общественных зданий, а также для подачи пара на производство. Проектная мощность котельной составляет 245,1 Гкал/ч. Установленная

мощность составляет 245,1Гкал/ч, располагаемая мощность составляет 236,1Гкал/ч. Отпуск тепла от котельной производится по временному температурному графику 100/51,4°С

Распределение нагрузки составляет:

- * ОАО «ДААЗ» - 45%
- * население - 42%
- * соц/культбыт - 6%
- * прочие - 7%

Основное оборудование котельной ООО «Ресурс»:

- * Паровые котлы ГМ-50-14/250 - 2 шт.
- * Водогрейные котлы ПТВМ-100 - 3 шт.

Таблица 1.5. - Характеристики котлов

Наименование, назначение	Характеристика
Паровой котел ГМ-50-14 - выработка пара на собственные нужды (резервное оборудование).	Производительность - 50т/час; избыточное давление пара - 14 ата; температура пара - 197/250°С; температура питательной воды - 100°С; КПД - 92/91%. температура уходящих газов (на газе) 140⁰С; температура уходящих газов (на мазуте) - 150⁰С

Водогрейный котел ПТВМ-100 - приготовление перегретой воды для нужд отопления, вентиляции и ГВС.	Производительность – 61,7 Гкал/ч; расход воды в основном режиме - 1250 м³/час; расход воды в пиковом режиме - 2140 м³/час; температура воды на входе - 70°C; температура воды на выходе - 115°C; КПД - 89/87%; гидравлическое сопротивление при часовом расходе 1250 м³/час составляет 2,15 кг/см²; температура уходящих газов (на газе) 185°C; температура уходящих газов (на мазуте) - 230°C
---	--

Основным топливом в котельной является природный газ с низшей теплотворной способностью 8085 ккал/м³. Резервным топливом является мазут марки М-100 с низшей теплотворной способностью 9530 ккал/кг.

ООО «Управление домами» - имеет на своем балансе газовую котельную с закрытой системой горячего водоснабжения, установленной мощностью 1,4 Гкал /час, тепловой нагрузкой 1,176 Гкал/час. Данная котельная обеспечивает услугами отопления и горячего водоснабжения многоквартирный дом по адресу ул.Московская д.60А, площадью 23331 м².

1.2. Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления

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

Прогноз изменения площадей строительных фондов и тепловой нагрузки по элементам территориального деления рассчитан на основании данных о существующей и перспективной застройке.

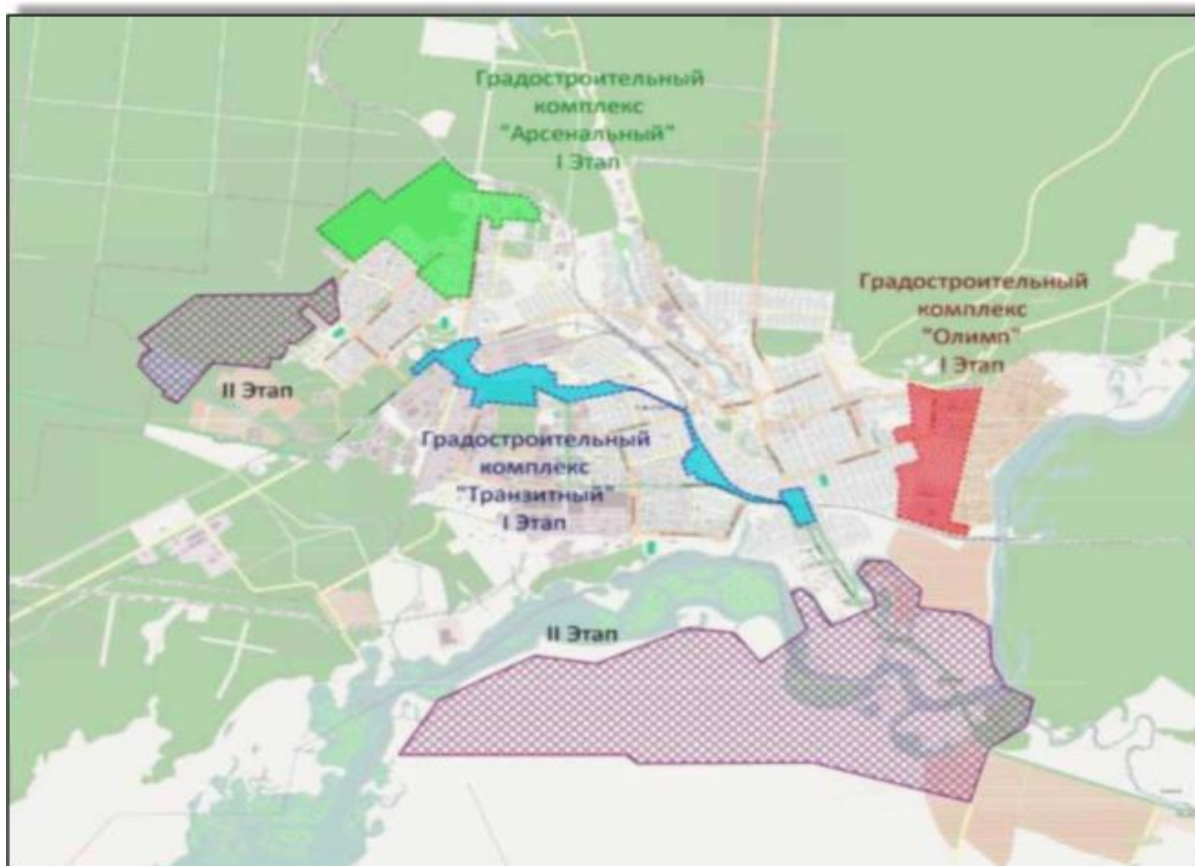
Перспективное потребление тепловой энергии.

Генеральным планом рассматривается два этапа развития города Димитровграда: Первый этап развития города – реализация проектных решений Генерального плана. Расчётный срок - 2025 год. Начало второго этапа реализации проекта генерального плана связана с выходом жилой застройки за ул. Курчатова в Западном районе. Второй площадкой в рамках данного этапа развития представлена территория в пределах городской черты при въезде в город со стороны г.Самара, застройка которой связана с

выносом Кирпичного завода износом части коллективных садоводств под организацию Научно технического центра и строительства жилого микрорайона «Наукоград». Второй этап предусматривает дальнейшее развитие города (за расчетным сроком), в том числе организацию Градостроительного комплекса «Мелекесс Сити» и межрегиональной рекреационной Зоны в пойме Черемшанского залива. В Таблице 1.8 представлены площади строительных фондов и приросты площадей строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам: на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды.

Объекты строительства	Ед. изм.	Этапы	
		2026-2030	2030-2031
1	2	3	4
Западный район			
многоквартирные дома	га	92,54	92,54
жилые дома	га	9,74	9,74
1	2	7	8
Центральный район			
многоквартирные дома	га	15,77	15,77
жилые дома	га	45,44	45,44
общественные здания	га	8,5	8,5
Первомайский район			
многоквартирные дома	га	20,76	20,76
жилые дома	га	12,96	12,96
общественные здания	га	7,6	7,6

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



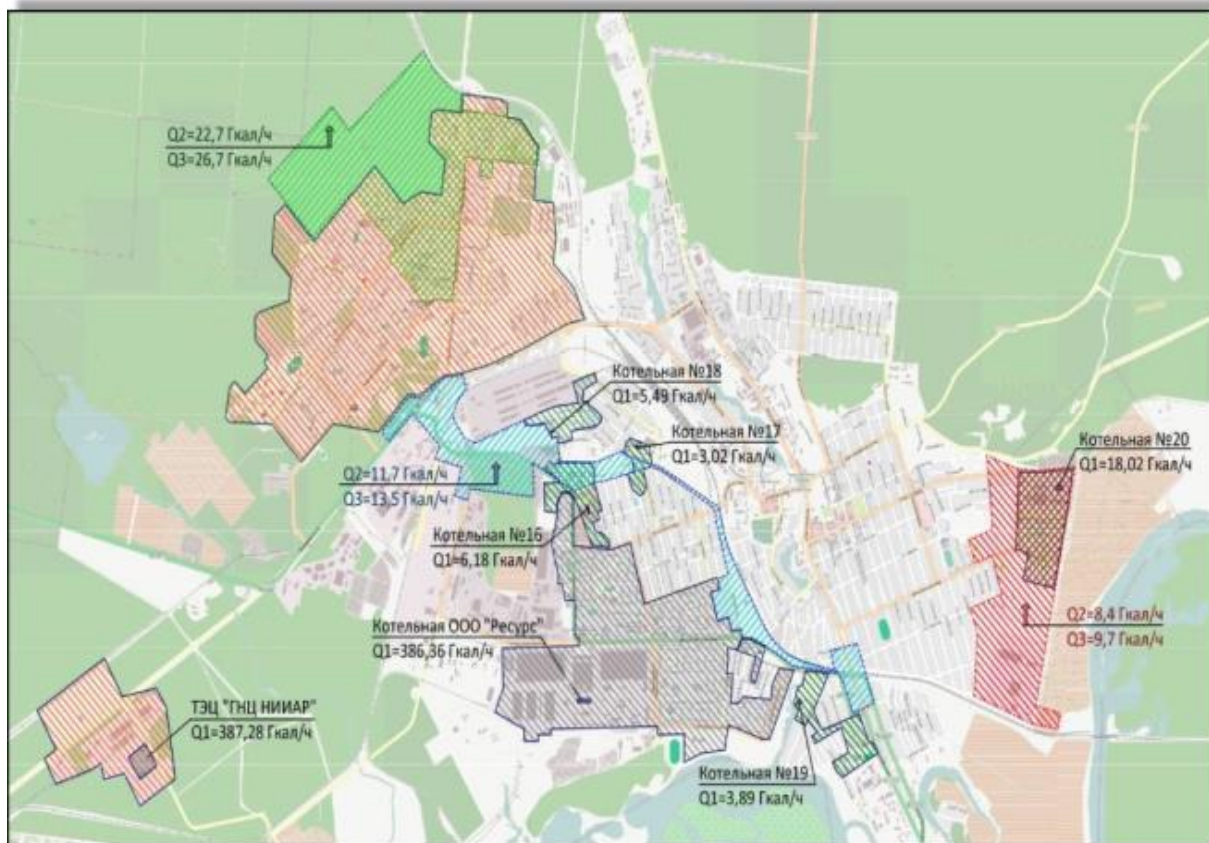
Отопление индивидуальной застройки осуществляется от индивидуальных генераторов тепла на печном и газообразном топливе. Объемы потребления тепловой энергии, теплоносителя и прироста с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе представлены в Таблице 1.9. Долгосрочные показатели развития г. Димитровграда, принятые за основу в Схеме теплоснабжения, отражены в Генеральном плане МО г. Димитровград.

Территориальное деление	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч					
		Отопление Вентиляция		ГВС		Суммарная	
Западный район	2020-2024	259,3	18,1	123,2	8,6	382,5	26,7
	2025-2031	277,4	-	131,8	-	409,2	-
Центральный район	2020-2024	72,6	8,6	9,4	1,1	82,0	9,7
	2025-2031	81,2	-	10,5	-	91,7	-
Первомайский район	2020-2024	335,8	12,3	31,3	1,2	367,1	13,5
	2025-2031	348,1	-	32,5	-	380,6	-

1.3. Объемы потребления тепловой энергии(мощности) теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности) теплоносителя

Приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления показаны на рис 1.3.

Рис. 1.3. Приросты потребления тепловой энергии (мощности)



г) существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по поселению, муниципальному округу, городскому округу, городу федерального значения.

Приросты объемов потребления тепловой энергии теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе представлены в таблице 1.10.

Территориальное деление	Источник тепловой энергии	Этапы	Тепловая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч		Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч			Расход теплоносителя, м3/ч		
			установленная	располагаемая	на отопление	На ГВС	суммарная	на отопление	На ГВС	Суммарный
Центральный район	Котельная №12 ОГКП «КРКК»	2020-2024	4,5	3,7	1,73	-	1,73	90,28	-	90,28
		2025-2031	4,5	3,7	1,73	-	1,73	90,28	-	90,28
Центральный район	Котельная №15 ОГКП «КРКК»	2020-2024	3	2,5	0,98	-	0,98	42,13	-	42,13
		2025-2031	3	2,5	0,98	-	0,98	42,13	-	42,13
Первомайский район	Котельная №16 ОГКП «КРКК»	2020-2024	7	5,6	3,3	2,4	5,7	141,87	103,18	245,04
		2025-2031	7	5,6	3,3	2,4	5,7	141,87	103,18	245,04
Первомайский район	Котельная №17 ОГКП «КРКК»	2020-2024	4,9	5	2,4	0,35	2,75	107,48	16,34	123,81
		2025-2031	4,9	5	2,4	0,35	2,75	107,48	16,34	123,81
Первомайский район	Котельная №18 ОГКП «КРКК»	2020-2024	6	5	4,1	0,8	4,9	193,46	27,08	220,54
		2025-2031	6	5	4,1	0,8	4,9	193,46	27,08	220,54
Центральный район	Котельная №3 ОГКП «КРКК»	2020-2024	8,6	6,4	1,76	0,69	2,45	81,68	33,53	115,21
		2025-2031	8,6	6,4	1,76	0,69	2,45	81,68	33,53	115,21
Центральный район	Котельная №6а ОГКП «КРКК»	2020-2024	0,1	0,1	-	0,01	0,01	-	0,43	0,43
		2025-2031	0,1	0,1	-	0,01	0,01	-	0,43	0,43
Центральный район	Котельная №7 ОГКП «КРКК»	2020-2024	4,5	3,7	3,43	-	3,43	83,40	-	83,40
		2025-2031	4,5	3,7	3,43	-	3,43	83,40	-	83,40
Первомайский район	Котельная №8 ОГКП «КРКК»	2020-2024	2,4	2,5	0,54	0,14	0,68	24,93	4,30	29,23
		2025-2031	2,5	2,5	0,54	0,14	0,68	24,93	4,30	29,23
Центральный район	Котельная №9 ОГКП «КРКК»	2020-2024	7,0	5	0,73	3,67	4,4	150,47	-	150,47
		2025-2031	7,0	5	0,73	3,67	4,4	150,47	-	150,47
Центральный район	Котельная ул.Восточная	2020-2024	20	20	12,37	4,84	17,21	809,51	269,98	1 079,48

Центральный район	«Аврора плюс»	2025-2031	20	20	12,37	4,84	17,21	1 167,18	329,30	1 496,49
		2020-2024	2,58	2,2	1,3	0,34	1,64	59,76	12,90	72,65
		2025-2031	2,58	2,2	1,3	0,34	1,64	59,76	12,90	72,65
Центральный район	Котельная №22 ОГКП «КРКК»	2020-2024	20,0	15,6	4,97	-	4,97	279,44	-	279,44
		2025-2031	20,0	15,6	4,97	-	4,97	279,44	-	279,44
Центральный район	Котельная №23 ОГКП «КРКК»	2020-2024	19,3	17,6	12,43	0,5	12,93	560,59	17,63	578,22
		2025-2031	19,3	17,6	12,43	0,5	12,93	560,59	17,63	578,22
Центральный район	Котельная №27 ОГКП «КРКК»	2020-2024	26,3	25	9,84	2,65	12,49	345,21	105,33	450,54
		2025-2031	26,3	25	9,84	2,65	12,49	345,21	105,33	450,54
Первомайский район	Котельная ООО Ресурс	2020-2024	245	36,1	156,5	18,2	174,4	3188	139	3277
		2025-2031	265,1	255,3	170	18,2	188,2	3188	139	3277
Западный район	ТЭЦ НИИАР	2020-2024	406	40 6	259,3	123, 2	382,5	12 037,26	5 102,94	17 140,20
		2025-2031	406	40 6	277,4	131, 8	409,2	12 940,05	5 347,98	18 288,03
Центральный район	Котельная №6 ОГКП «КРКК»	2020-2024	2,15	2,15	1,381	-	1,381	5,5	-	5,5
		2025-2031	2,15	2,15	1,381	-	1,381	5,5	-	5,5
Центральный район	Котельная №13 ОГКП «КРКК»	2020-2024	10,32	10, 32	4,951	-	4,951	44,6 2	-	44,62
		2025-2031	10,32	10, 32	4,951	-	4,951	44,6 2	-	44,62
Поселок Дачный	Котельная №1 пос. Дачный ОГКП КРКК»	2020-2024	3,44	3,4 4	1,651	0,723	2,37 4	1,89	45,83	47,72
		2025-2031	3,44	3,4 4	1,651	0,723	2,37 4	1,89	45,83	47,72
Первомайский район	Котельная ул. Калугина д.48 ООО Аврора плюс)	2020-2024	6,0	6,0	4,35 1	0, 99 6	5,347	167,55	49,8	217,35
		2025-2031	6,0	6,0	4,35 1	0, 99 6	5,347	167,55	49,8	217,35

1.4. Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами

Общая площадь промышленной застройки согласно генеральному плану увеличится незначительно – на 27 000 кв.м.

Здания промышленного назначения планируется разместить в Первомайском районе – переработка территории АО ДААЗ под индустриальный парк и организация зоны промышленных аутлетов по ул. Промышленной, а также на площадках АО ГНЦ НИИАР, где будут размещены исследовательские комплексы и объекты.

Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе представлено в таблице 1.11.

Потребление тепловой энергии	Показатели	Ед. изм.	Этап	
			2020-2031	
Отопление и вентиляция	Отдельно стоящие производственные здания или производственные зоны, в т.ч.	Гкал/ч	21,11	
		м3/ч	907,52	
	новое строительство	Гкал/ч	0,26	
		м3/ч	11,18	
	всего	Гкал/ч	21,37	
		м3/ч	918,70	
	Отдельно стоящие производственные здания или производственные зоны, в т.ч.	Гкал/ч	11,37	
		м3/ч	162,93	
	новое строительство	Гкал/ч	0,14	
		м3/ч	2,01	
	Собственные нужды источников теплоснабжения	Гкал/ч	3,38	
		м3/ч	48,44	
	всего	Гкал/ч	14,88	
		м3/ч	213,23	
	Пар (технология)	Отдельно стоящие производственные здания или производственные зоны	Гкал/ч	-
			м3/ч	-
Ресурсоснабжающие организации		Гкал/ч	13,73	
		м3/ч	21,49	
ИТОГО – общая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	49,98	
		м3/ч	1 153,42	

Раздел 2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников

а) описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

Радиус эффективного теплоснабжения описан в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей

теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2024-2031 годы.

С момента введения в действие Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» появилось еще одно определение: 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. Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«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 участков;
- 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 эффективного радиуса теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения для каждого источника тепловой энергии и его системы теплоснабжения по методике расчета эффективного радиуса теплоснабжения, основанного на определении допустимого расстояния от источника тепла двухтрубной теплотрассы с заданным уровнем потерь, приведены в таблице 2.1 Существующая жилая и социально-административная застройка, как правило, находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

Таблица 5.1.

Источник тепловой энергии	Протяженность сетей отопления, км	Расстояние до самого удаленного потребителя, км	Предельный радиус действия тепловых	Оптимальный радиус теплоснабжения R _{опт.} , км
1	2	3	4	5
ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области»				
Котельная №3	2,171	0,202	0,753	0,142
Котельная №6а	0,010	0,010	0,0110	0,010
Котельная №7	1,543	0,357	1,159	0,344
Котельная №8	0,707	0,261	0,719	0,157
Котельная №9	5,078	0,193	1,395	0,693
Котельная №12	1,292	0,223	0,723	0,166
Котельная №15	0,693	0,152	0,486	0,101
Котельная №16	3,68	0,324	0,836	0,270
Котельная №17	1,298	0,307	1,656	0,257
Котельная №18	3,236	0,488	0,959	0,287
Котельная №22	1,563	0,433	0,507	0,272
Котельная №23	4,309	0,604	1,553	0,538
Котельная №25	10,695	0,743	2,965	0,541
Котельная №27	6,393	0,322	3,103	0,822
Котельная №6	1,276	0,354	1,243	0,240
Котельная №13	5,715	0,868	2,367	0,640
Котельная №1 пос. Дачный	2,234	0,889	-	-
ООО «Ресурс»				

Котельная ООО«Ресурс»	32,00	1,910	11,352	4,113
Котельная «Олимп», ул.Восточная д.48	10,329	0,896	6,339	0,739
Котельная «Аврора плюс», ул.Калугина д.52	4,442	1,213	1,535	1,258

б) описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Существующие и планируемые к застройке потребители, в праве использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- * Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- * Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- * Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четырёх этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения.

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

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

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления (при условии согласования с газоснабжающей организацией). В соответствии с п. 1 СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»: «Использование поквартирных систем теплоснабжения с теплогенераторам и на газовом топливе для жилых зданий высотой более 28 м (11 этажей и более) допускается по согласованию с территориальными органами Управления Пожарной Охраны МЧС России».

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в настоящее время ограничиваются индивидуальными жилыми домами.

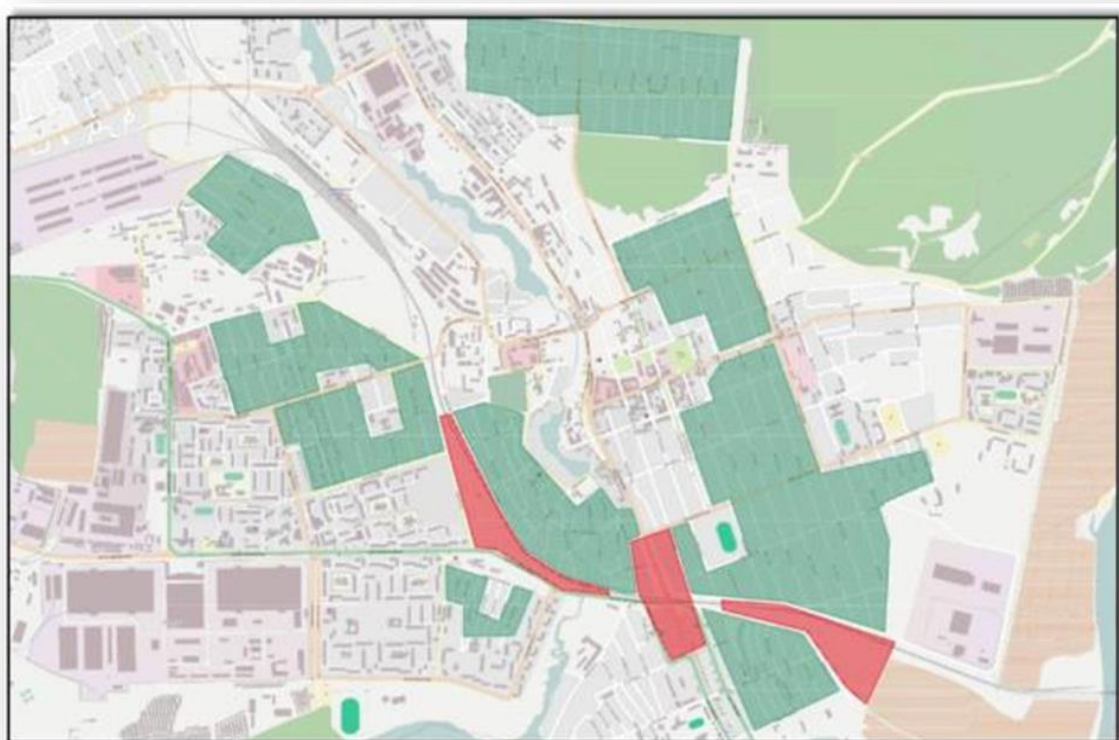
Теплоснабжение всей малоэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованным - от автономных (индивидуальных) теплогенераторов.

В связи с повышенной аварийностью тепловых сетей, расположенных в «поселке Зеленый» города Димитровграда, питающих тепловой энергией жилые дома № 1, № 3, № 5, № 7, № 9 по ул. Гвардейской, № 1, № 2, № 3, № 5, № 6, № 7, № 8, № 10, № 11, № 12 по ул. Жигулевской, № 1, № 2, № 4, № 5, № 6, № 7, № 8, № 10, №12, № 24, № 26 по ул.

Строителей, № 4, № 10, № 12, № 14, № 16 по ул. Севастопольской, № 2, № 2Г по ул. Молодежной, № 4, № 6 по ул. Байкальской, № 1, № 3, № 7, № 11, № 15, № 17 по ул. Ангарской, № 30, № 42 по ул. Березовой, № 15 по ул. Ватутина, № 30 по ул. Гастелло, № 24, № 25, № 26 по ул. Почтовой, в связи с отсутствием в указанных объектах технической возможности обеспечения циркуляции горячего водоснабжения в межотопительном периоде, в целях обеспечения надежности теплоснабжения жителей «поселка Зеленый» города Димитровграда, рекомендуется предусмотреть перевод указанных жилых домов на индивидуальные системы отопления.

Существующие (зел.) и перспективные (красн.) зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии представлены на рис. 2.2.

Рис. 2.2 Существующие и перспективные зоны действия индивидуальных источников тепловой энергии



в) существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

Зоны действия каждого из источника тепловой энергии представлены в электронной модели систем теплоснабжения, являющейся неотъемлемой частью схемы теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы. Источники тепловой энергии приведены в разделе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы.

Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального отделения, км ²	Установленная мощность котельни Гкал/ч	Фактическая мощность котельной, Гкал/час	источника тепловой энергии.	Диаметр трубопроводов/Ду, мм	Тип прокладки трубопроводов
1	2	3	4	5	6
Котельная №3 ОГКП «КРКК»	112,0	8,6	2,45	300	канальная
Котельная №7 ОГКП «КРКК»	49,0	4,50	3,43	200	канальная
Котельная №8 ОГКП «КРКК»	31,0	2,4	0,68	150	канальная
Котельная №9 ОГКП «КРКК»	14,0	7,00	4,4	200	канальная
Котельная №12 ОГКП «КРКК»	76,0	4,50	1,73	200	канальная
Котельная №15 ОГКП «КРКК»	39,0	3,00	0,98	150	канальная
Котельная №16 ОГКП «КРКК»	130,0	7,2	4,47	200	канальная, возд.
Котельная №17 ОГКП «КРКК»	57,0	4,9	2,75	150	канальная
Котельная №18 ОГКП «КРКК»	122,0	6,00	4,9	200	канальная, возд.
Котельная «Олимп» по ул. Восточная д.48 (ООО Аврора плюс)	360,0	20,00	17,21	500	канальная, возд.
Котельная №22 ОГКП «КРКК»	48,0	2,58	1,64	200	канальная, возд.
Котельная №23 ОГКП «КРКК»	248,0	20,0	4,97	300	канальная, возд.
Котельная №25 ОГКП «КРКК»	393,0	19,3	12,93	200	канальная, возд.
Котельная №27 ОГКП «КРКК»	198,0	26,3	12,49	200	канальная, возд.
Котельная ООО «Ресурс»	245,1	245,1	174,7	400	канальная, возд.
ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»		406,00	359,83	700+400	канальная, возд.
Котельная №6 ОГКП «КРКК»	66,0	2,15	1,91	150	канальная

Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального оделения, км ²	Установленная мощность котельн Гкал/ч	Фактическая мощность котельной, Гкал/час	источника тепловой энергии,	Диаметр трубопроводов Ду, мм	Тип прокладки трубопроводов
Котельная Аврора (ООО Аврора плюс) ул.Калугина	0,264	6,0	5,347	200	канальная, возд.

1	2	3	4	5	6
Котельная №3 ОГКП «КРКК»	112,0	8,6	2,45	300	канальная
Котельная №7 ОГКП «КРКК»	49,0	4,50	3,43	200	канальная
Котельная №8 ОГКП «КРКК»	31,0	2,4	0,68	150	канальная
Котельная №9 ОГКП «КРКК»	14,0	7,00	4,4	200	канальная
Котельная №12 ОГКП «КРКК»	76,0	4,50	1,73	200	канальная
Котельная №15 ОГКП «КРКК»	39,0	3,00	0,98	150	канальная
Котельная №16 ОГКП «КРКК»	130,0	7,2	4,47	200	канальная, возд.
Котельная №17 ОГКП «КРКК»	57,0	4,9	2,75	150	канальная
Котельная №18 ОГКП «КРКК»	122,0	6,00	4,9	200	канальная, возд.
Котельная «Олимп» по ул. Восточная д.48 (ООО Аврора плюс)	360,0	20,00	17,21	500	канальная, возд.
Котельная №22 ОГКП «КРКК»	48,0	2,58	1,64	200	канальная, возд.
Котельная №23 ОГКП «КРКК»	248,0	20,0	4,97	300	канальная, возд.
Котельная №25 ОГКП «КРКК»	393,0	19,3	12,93	200	канальная, возд.
Котельная №27 ОГКП «КРКК»	198,0	26,3	12,49	200	канальная, возд.
Котельная ООО «Ресурс»	245,1	245,1	174,7	400	канальная, возд.
ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»		406,00	359,83	700+400	канальная, возд.
Котельная №6 ОГКП «КРКК»	66,0	2,15	1,91	150	канальная
Котельная №13 ОГКП «КРКК»	152,0	10,32	6,268	300	канальная, безканальная
Котельная №1 пос. Дачный ОГКП «КРКК»	-	3,44	2,554	150	канальная, безканальная
Котельная Аврора (ООО Аврора плюс) ул. Калугина	0,264	6,0	5,347	200	канальная, возд.
Котельная ООО «Управление домами» по ул. Московская д.60а					

г) перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, муниципальных округов, городских округов либо в границах городского округа (муниципального округа, поселения) и города федерального значения или городских округов (муниципальных округов, поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения.

Перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы.

Расходная часть баланса тепловой мощности по каждому источнику в зоне его действия складывается из максимума тепловой нагрузки, присоединенной к тепловым сетям источника, потерь в тепловых сетях при максимуме тепловой нагрузки и расчетного резерва тепловой мощности.

Расчетный резерв тепловой мощности определяется исходя из схемы связности тепловых сетей, определяющих зоны действия отдельных источников тепла. Он складывается из мощностей:

- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения тепловой мощности оборудования источников тепла, выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт. Исходя из того, что ремонты осуществляются в неотапительный период, в данных балансах ремонтный резерв не учитывается;
- оперативного резерва, необходимого для компенсации аварийного снижения тепловой мощности вследствие отказов теплового оборудования ТЭЦ

	Тип (марка)	Кол- во, шт.	Теплов ая мощ- ть	Этапы	Установл енная теп.	Располаг аемая теп.	Затраты тепловой мощности на	Тепловая мощность источника	Суммарная тепловая нагрузка	Тепловые потери (теплоносит.)	Присоединенная тепловая нагрузка (по	Дефициты (резервы) тепловой мощности источников
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
				2025	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2026	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2027	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2028	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2029	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2030	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47
				2031	8,6	6,40	0,067	6,33	2,45	0,12(5,07)	2,87(123,38)	3,47

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №7	ТВГ-1,5	3	4,5	2020	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2021	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2022	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2023	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2024	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2025	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2026	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2027	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2028	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2029	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2030	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
				2031	4,50	3,70	0,052	3,65	3,43	0,09(4,08)	2,09(89,85)	1,56
Котельная №8	ТВГ-1,5	2	2,4	2020	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2021	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2022	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2023	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Lavart 1000	1		2024	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2025	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2026	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2027	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2028	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2029	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2030	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
				2031	2,4	2,50	0,019	2,48	0,68	0,05(2,06)	0,75(32,24)	1,73
Котельня №9	ТВГ-1,5	4	7,0	2020	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
	ТВГ-2,5	1		2021	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2022	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2023	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2024	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2025	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2026	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2027	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2028	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2029	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2030	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29
				2031	7,00	5,00	0,091	4,91	4,4	0,03(1,20)	3,62(155,62)	1,29

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №12	ТВГ- 1,5	3	4,5	2020	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2021	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2022	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2023	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2024	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2025	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2026	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2027	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2028	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2029	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2030	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37
				2031	4,50	3,70	0,057	3,64	1,73	0,12(5,20)	2,28(98,02)	1,37

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №15	ТВГ-1,5	2	3,0	2020	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2021	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2022	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2023	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2024	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2025	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2026	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2027	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2028	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2029	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2030	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
				2031	3,00	2,50	0,026	2,47	0,98	0,08(3,40)	1,09(206,35)	1,39
Котельная №16	КВГ-4,65,5	1	7,2	2020	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2021	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	ДКВР-2,5/13	2		2022	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2023	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2024	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2025	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2026	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2027	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2028	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2029	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2030	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
				2031	7,2	5,60	0,160	5,44	4,47	0,32(13,93)	6,18(265,68)	-0,74
Котельная №17	ТВГ-1,5 Lavart 500	3	4,9	2020	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2021	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2022	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2023	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2024	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2025	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2026	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2027	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2028	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2029	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2030	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90
				2031	4,9	5,00	0,075	4,93	2,75	0,07(3,01)	3,02(129,83)	1,90

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №18	ТВГ-1,5	4	6,0	2020	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2021	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2022	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2023	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2024	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2025	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2026	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2027	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2028	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2029	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2030	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
				2031	6,00	5,00	0,139	4,86	4,9	0,22(9,59)	5,49(236,02)	-0,63
Котельная №20	ДФ-16-	2	80,0	2020	80,00	80,00	0,830	79,17	17,21	0,48(20,42)	18,02(774,68)	61,15
				2021	80,00	80,00	0,830	79,17	17,21	0,73(31,30)	26,67(1146,55)	52,50
				2022	80,00	80,00	0,830	79,17	17,21	0,73(31,30)	26,67(1146,55)	52,50
				2023	20,00	20,00	0,830	79,17	17,21	0,73(31,30)	26,67(1146,55)	52,50
				2024	25,9	17,2	0,830	79,17	17,21	0,73(31,30)	26,67(1146,55)	52,50
				2025	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	0,73(31,30)	26,67(1146,55)	52,50
ПТВМ-30												

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
				2026	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
				2027	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
				2028	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
				2029	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
				2030	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
				2031	34,5	17,2	0,830	79,17	17,21	1,04(44,88)	36,68(1576,88)	42,49
Котельная №22	КВГМ-1,0-115М	3	2,58	2020	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2021	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2022	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2023	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2024	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2025	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2026	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2027	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2028	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2029	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2030	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32
				2031	2,58	2,20	0,046	2,15	1,64	0,09(4,08)	1,83(78,67)	0,32

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №23	ДКВР- 10/13	2	20,0	2020	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2021	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2022	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2023	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
	КВГМ	2		2024	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2025	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2026	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2027	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2028	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2029	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2030	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
				2031	20,0	15,60	0,189	15,41	4,97	0,56(24,12)	7,25(311,68)	8,16
Котельная №25	ДКВР- 10/13	2	20,0	2020	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2021	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2022	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2023	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
	КВГМ	2		2024	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2025	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2026	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2027	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2028	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2029	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2030	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42
				2031	19,3	17,60	0,647	16,95	12,93	1,08(46,47)	14,531(624,69)	2,42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №27	ДЕ-16-14	3	26,3	2020	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2021	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2022	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2023	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
	ДЕ-10-14	1		2024	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2025	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2026	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2027	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2028	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2029	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2030	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
				2031	26,3	25,00	2,306	22,69	12,49	0,52(22,40)	13,31(572,20)	9,39
Котельная ООО «Резур»				2020	245,1	245,1	9	236,1	174,7	1,9 (6,1)	176,6 (3321)	59,5
				2021	245,1	245,1	9	236,1	174,7	1,9 (6,1)	176,6 (3321)	59,5
				2022	245,1	245,1	9	236,1	174,7	1,9 (6,1)	176,6 (3321)	59,5
				2023	245,1	245,1	9	236,1	174,7	1,9 (6,1)	176,6 (3321)	59,5
				2024	265,1	265,1	9,8	255,3	174,7	1,9 (6,1)	176,6 (3321)	59,5
				2025	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2026	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2027	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2028	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2029	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2030	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2
				2031	265,1	265,1	9,8	255,3	188,2	1,9 (6,1)	190,1 (3321)	65,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТЭЦ ООО «НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ»	БКЗ-75- 39ГМ	4	406	2020	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	12,28(527,92)	414,48(17818,58)	-8,48
				2021	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	12,28(527,92)	414,48(17818,58)	-8,48
				2023	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	12,28(527,92)	414,48(17818,58)	-8,48
				2024	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	12,28(527,92)	414,48(17818,58)	-8,48
	ПТВМ- 50	2		2025	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
				2026	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
				2027	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
				2028	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
	КВГМ- 100			2029	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
				2030	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
				2031	406,00	406,00	0,000	406,00	359,83	13,19(567,04)	442,09(19005,54)	-36,09
Котельная №20 Олимп «Аврора плюс»	Комко нт 2СН- 250К1	2	9,03	2020	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2021	9,0 3	7,0 9	5 , 3 4 7	7,09	3 , 5 5	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3, 2
				2022	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
	КСВрд- 2,0	1		2023	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2024	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
	КСВрд- 0,5	1		2025	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2026	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
	АГГУ 2000	1		2027	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2028	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
	КСВрд- 1,0	1		2029	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2030	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,
				2031	9,0	7,0	5	7,09	3	0,24(10,27)	3,89(167,23)	3,

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная №6 ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области»	ICI Caldaie REX-120	2	2,15	2020	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2021	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2022	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2023	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2024	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2025	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2026	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2027	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2028	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2029	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
				2030	2, 15	2, 1	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24

				2031	2, 15	2, 1 г	-	1,79	1,381	0,529(0,96)	1,91	0,24
Котельная №13 ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области»	Duotherm	2	10,32	2020	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2021	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2022	10,32	10,32	-		4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2023	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2024	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2025	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2026	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2027	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2028	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2029	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2030	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052
				2031	10,32	10,32	-	9,84	4,951	1,317(4,83)	6,268	4,052

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Котельная п.Дачный Управление домами	Super RAC	2	3,44	2020	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2021	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2022	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2023	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2024	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2025	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2026	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2027	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2028	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2029	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2030	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2031	3,44	3,44	-	3,31	2,374	0,18(0,22)	2,554	0,886
				2026								
				2027								
				2028								
				2029								
				2030								
				2031								

Таблица 2.4 - Существующие и перспективные балансы мощности по пару источников теплоты с присоединенной тепловой нагрузкой в паре

Наименование показателя	Год											
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2031	
	ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ"											
Располагаемая мощность оборудования в паре, Гкал/ч	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0	204,0
Отпуск тепла от источника потребителям пара, Гкал/ч	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Резерв «+» (дефицит «-») тепловой мощности при передаче от источника потребителям пара, Гкал/ч	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4

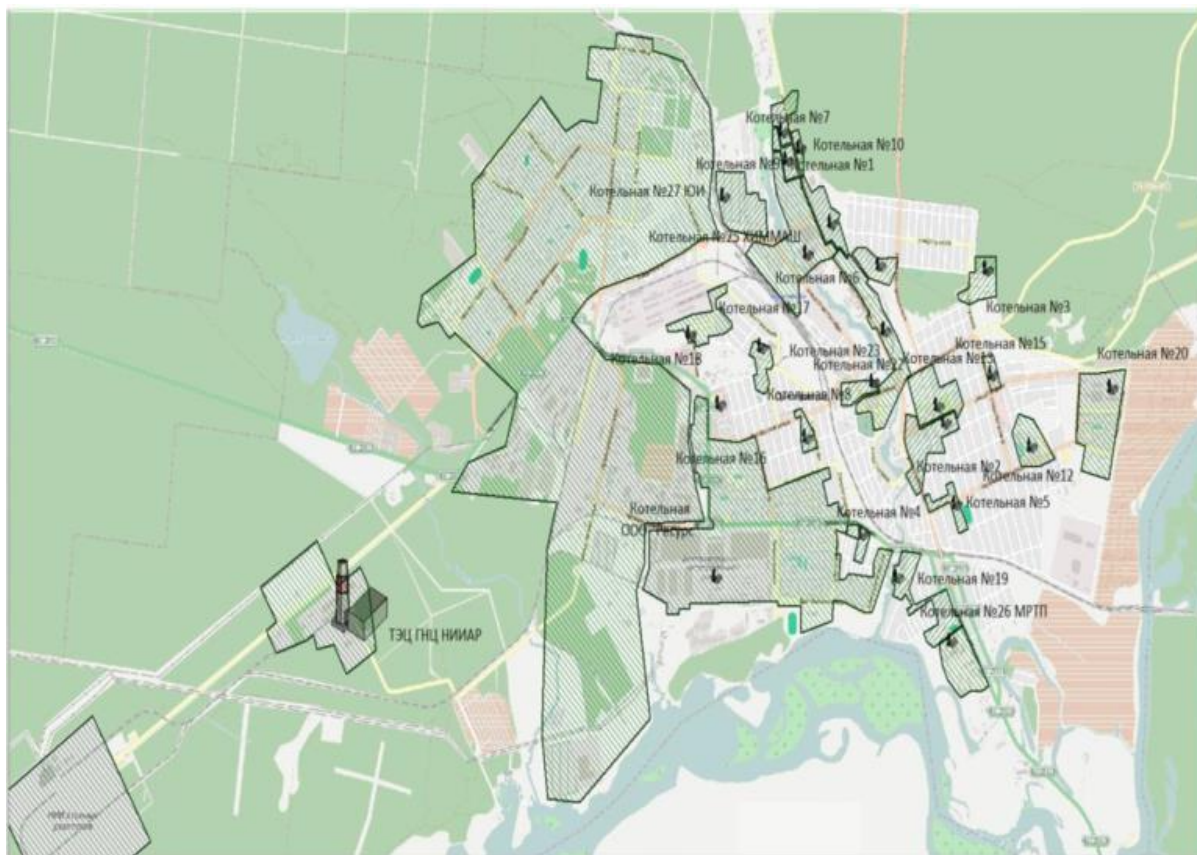
Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

Расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» на 2024-2031 гг представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Расчетный объем полезного отпуска тепловой энергии ООО «НИИАР – ГЕНЕРАЦИЯ» на 2024-2031 гг.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Величина объема полезного отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал							
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	ТЭЦ ООО «НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ », в т.ч.	352,89	348,89	348,89	348,89	348,89	348,89	348,89	348,89
	в воде	328,66	324,17	324,17	324,17	324,17	324,17	324,17	324,17
	в паре	26,23	24,72	24,72	24,72	24,72	24,72	24,72	24,72

д) радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.



Раздел 3. «Существующие и перспективные балансы теплоносителя»

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей сформированы по результатам сведения балансов тепловых нагрузок и тепловых мощностей источников систем теплоснабжения, после чего формируются балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии и определяются расходы сетевой воды, объем сетей и теплопроводов и потери в сетях по нормативам потерь в зависимости от вида системы ГВС. При одиночных выводах распределение тепловой мощности не требуется. Значения потерь теплоносителя в магистралях каждого источника принимаются с повышающим коэффициентом (1,05-1,1 в зависимости от химсостава исходной воды, используемой для подпитки теплосети, и технологической схемы водоочистки).

а) существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

В соответствии с пунктом 40 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, в главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» выполнено следующее:

- 1) установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
 - 2) выполнен прогноз изменения нормативных потерь в тепловых сетях;
 - 3) составлен баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности
- Качество воды для подпитки закрытых систем теплоснабжения должно соответствовать следующим нормам ПТЭ:

б) существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.

В соответствии с пунктом 40 «Требования к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154, в главе 5 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» выполнено следующее:

- 1) установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- 2) выполнен прогноз изменения нормативных потерь в тепловых сетях;
- 3) составлен баланс производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности

Качество воды для подпитки закрытых систем теплоснабжения должно соответствовать следующим нормам ПТЭ:

Таблица 3.1 – Нормы качества подпиточной воды для закрытой системы теплоснабжения

Параметры	Единица измерения	Показатель
Карбонатный индекс	(мг-экв/л) ²	В зависимости от t° и pH воды
pH	-	8,3-9,5
Растворенный кислород	мг/л	50
Взвешенные вещества	мг/л	5
Нефтепродукты	мг/л	1

В настоящее время по открытой схеме теплоснабжения подключены потребители ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ", потребители остальных теплоисточников подключены по закрытой схеме теплоснабжения.

В зоне действия теплоисточника ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ" имеется 4 многоквартирных дома с закрытой системой теплоснабжения.

Перспективные балансы теплоносителя рассчитаны на основании следующих перспективных сценариев развития систем теплоснабжения:

- 1) Развитие систем централизованного теплоснабжения с учетом увеличения нормативных расходов теплоносителя (за счет увеличения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии);
- 2) Развитие систем централизованного теплоснабжения с учетом увеличения нормативных расходов теплоносителя (за счет увеличения подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии)

Расчет ВПУ выполнен в 2020 году с перспективой на 2031 год с учетом перспективных планов строительства (реконструкции) тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплопотребления.

Значение максимальной величины подпитки теплосети на сегодняшний день принималось на основе предоставленных данных. Величина требуемой подпитки на 2022 год определялась путем гидравлического расчета в созданной электронной модели тепловых сетей с использованием программного комплекса ГИС Zulu, пакета расчетов инженерных сетей (теплоснабжение) ZuluThermo. В случае отсутствия или нехватки исходных данных удельное значение максимальной подпитки для закрытой системы теплоснабжения определяется требованиями действующих инструкций: «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» и «Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения» и устанавливается в размере не более 0,25% от среднегодового объема воды в тепловой сети и подключенных к ней систем теплопотребления.

Существующие и перспективные балансы УПТС представлены в Таблице 3.2. и Таблице 3.3. соответственно.

Таблица 3.2 - Существующие УПТС

Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем тепловой сети, м ³	Расход теплоносителя на открытые системы	Нормативные потери теплоносителя (производительность ВПУ), м ³ /ч	Максимальное значение подпитки теплосети, т/ч	Сущ. производительность ВПУ, м ³ /ч
1	2	3	4	5	6	7
Котельная №3 «ОГКП КРКК»	закрытая	29,66	0,0	0,074	0,074	3,0
Котельная №7 «ОГКП КРКК»	закрытая	19,91	0,0	0,049	0,049	0,6
Котельная №8 «ОГКП КРКК»	закрытая	6,65	0,0	0,016	0,016	1,0
Котельная №9 «ОГКП КРКК»	закрытая	5,32	0,0	0,013	0,013	2,0
Котельная №12 «ОГКП КРКК»	закрытая	23,25	0,0	0,058	0,058	5,8
Котельная №15 «ОГКП КРКК»	закрытая	10,68	0,0	0,026	0,026	0,5
Котельная №16 «ОГКП КРКК»	закрытая	82,76	0,0	0,206	0,206	20,0
Котельная №17 «ОГКП КРКК»	закрытая	19,44	0,0	0,048	0,048	20,0
Котельная №18 «ОГКП КРКК»	закрытая	54,40	0,0	0,136	0,136	2,0

продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7
Котельная Олимп ул.Восточная д.48 (Аврора плюс)	закрытая	56,05	0,0	0,140	0,140	10,0

Котельная №22 «ОГКП КРКК»	закрытая	31,64	0,0	0,079	0,079	2,2
Котельная №23 «ОГКП КРКК»	закрытая	274,49	0,0	0,686	0,686	36,0
Котельная №25 «ОГКП КРКК»	закрытая	178,95	0,0	0,448	0,448	3,0
Котельная №27 «ОГКП КРКК»	закрытая	134,21	0,0	0,335	0,335	3,0
Котельная ООО «Ресурс»	открытая	1569,5	100	3,45	150	200
ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ"	открытая	9338,08	393,35	24,9	418,3	300,0
Котельная №6 «ОГКП КРКК»	закрытая	12,7	0,0	0,039	90,0	3,0
Котельная №13 «ОГКП КРКК»	закрытая	128,3	0,0	0,130	196,0	35,2
Котельная №1 пос. Дачный «ОГКП КРКК»	закрытая	25,97	-	-	80,8 23,5	-
Котельная №19 ул.Калугина д.48 ООО « «Аврора плюс»	закрытая	38,06	0,0	5,0	1,0	10,0

Имеющаяся производительность УПТС большинства источников достаточна для обеспечения подпитки тепловых сетей каждого из источников. Дефицит производительности ВПУ наблюдается на котельной ООО «Ресурс» и ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ", имеющих открытую систему ГВС потребителей. На данных источниках предусмотрены аккумуляторные баки запаса подпиточной воды, за счет которых покрывается дефицит производительности ВПУ.

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

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

3.2. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети из зоны действия соседнего источника путем использования связи между магистральными трубопроводами источников или за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды допускается использовать «сырую» воду согласно СНиП «Тепловые сети» п.6.17 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей».

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения приведены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3.

Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем Тепловой сети, м ³	Нормативная подпитка тепловой сетив аварийном	Существующая производительность ВПУ, м ³ /ч	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ, м ³ /ч	Сущ. производительность подпиточн	Резерв(+)/дефицит (-) производительности
1	2	3	4	5	6	7	8
Котельная №3 «ОГКП КРКК»	закрытая	29,66	0,59	3,0	2,4	16	15,4
Котельная №7 «ОГКП КРКК»	закрытая	19,91	0,40	0,6	0,2	8	7,6
Котельная №8 «ОГКП КРКК»	закрытая	6,65	0,13	1,0	0,9	20	19,9
Котельная №9 «ОГКП КРКК»	закрытая	5,32	0,11	2,0	1,9	8	7,9
Котельная №12 «ОГКП КРКК»	закрытая	23,25	0,47	5,8	5,3	8	7,5

Котельная №15 «ОГКП КРКК»	закрытая	10,68	0,21	0,5	0,3	20	19,8
Котельная №16 «ОГКП КРКК»	закрытая	82,76	1,66	20,0	18,3	12,5	10,8
Котельная №17 «ОГКП КРКК»	закрытая	19,44	0,39	20,0	19,6	50	49,6
Котельная №18 «ОГКП КРКК»	закрытая	54,40	1,09	2,0	0,9	90	88,9
Котельная «Олимп» по ул.Калугина ООО «Аврора плюс»	закрытая	94,58	1,89	20,0	18,1	45	43,1
Котельная Олимп по ул.Восточная д.48а ООО «Аврора плюс»	закрытая	56,05	1,12	10,0	1,9	100	98,9
Котельная №22 «ОГКП КРКК»	закрытая	31,64	0,63	2,2	1,6	6	5,4
Котельная №23 «ОГКП КРКК»	закрытая	274,49	5,49	36,0	30,5	100	94,5
Котельная №25 «ОГКП КРКК»	закрытая	178,95	3,58	3,0	0	60	56,4
Котельная №27 «ОГКП КРКК»	закрытая	134,21	2,68	3,0	0,3	100	97,3
Котельная ООО «Ресурс»	открытая	1569,5	139	200	61	450	30
ТЭЦ ООО «НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ»	открытая	9338,0 8	236,2	300,0	63,8	770	533,8
Котельная №6 «ОГКП КРКК»	закрытая	12,7	0,31	1,2-1,8	-	90,0 72,0	-

Котельная №13 «ОГКП КРКК»	закрытая	128,3	1,04	2,9-18,0	-	96,0 344,0	-
Котельная №1 пос. Дачный «ОГКП КРКК»	закрытая	25,9	-	1,8-3,0	-	80,8 98,4	-

Раздел 4. «Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»

а) описание сценариев развития теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

Разработка мастер-плана в актуализированной схеме теплоснабжения города Дмитровграда Ульяновской области осуществлялась с целью сравнения разработанных вариантов развития системы теплоснабжения и обоснования выбора базового варианта реализации, принимаемого за основу для разработки утвержденной схемы теплоснабжения.

Основными принципами, положенными в основу разработки вариантов перспективного развития системы теплоснабжения и являющимися обязательными для каждого из рассматриваемых вариантов, являлись:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии;
- приоритетность использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение на расчетную единицу тепловой энергии для потребителей в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованность с планами и программами развития города.

Разработанные варианты развития системы теплоснабжения являлись основой для формирования и обоснования предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, а также определения необходимости строительства новых источников теплоснабжения и реконструкции существующих.

б)обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения.

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную и производственную застройку предусмотрены мероприятия, указанные в 1 варианте мастер-плана развития теплоснабжения городского округа. Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения в

том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных, предусмотрены следующие мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, указанные в варианте мастер-плана развития теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области.

План мероприятий и их цели приведены в таблице 4.1

№ п/п	Наименование мероприятий	Цель реализации мероприятий	Этапы	
			2026г.	2031г.
1	2	3	5	6
2	Установка блочно–модульной котельной мощностью 12 Гкал/ч, вместо котельной №9 мощностью 7,0 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №9 на новый блок – модуль. Прокладка новых сетей Ду350 – 470м. Перевод нагрузок от котельной №7 - 1,94 Гкал/ч	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных	х	
3	Установка блочно – модульной котельной мощностью 4 Гкал/ч, вместо котельной №12 мощностью 4,5 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №12 на новый блок – модуль. Закрытие котельной №12.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных	х	
4	Установка блочно – модульной котельной мощностью 2 Гкал/ч, вместо котельной №15 мощностью 3 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №15 на новый блок – модуль. Закрытие котельной №15.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных	х	

5	Установка блочно – модульной котельной мощностью 14 Гкал/ч, вместо котельной №23 мощностью 20,0 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №23 на новый блок – модуль. Перевод нагрузок от котельной №22 – 1,64 Гкал/ч через перемычку Ду200 – 110м. Закрытие котельной №22 с переводом в "режим ЦТП". Закрытие котельной №23.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных		x
6	Строительство (новое) блок – модуля мощностью 4 Гкал/ч в районе ДОСААФ. Подключение части нагрузок от котельной №27	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла.		x

Раздел 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Предложения по строительству, реконструкции и эксплуатации теплоисточников и тепловых сетей

В связи с физическим и моральным износом существующих тепловых сетей в городе Димитровграде Ульяновской области большая их часть нуждается в реконструкции. Исходя из того, что максимальный срок эксплуатации тепловых сетей, согласно нормативам, составляет 25 лет, все сети, проложенные до 1999 года, нуждаются в замене. Рекомендуются произвести замену ветхих сетей в двухтрубном исчислении.

Предложения по развитию системы теплоснабжения в части источников тепловой энергии приведены в разделе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2025-2031 годы.

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов, определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- * обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- * обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- * обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- * развитие систем централизованного теплоснабжения;

- * соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- * обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
- * обеспечение не дискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- * обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В соответствии с частью 8 статьи 29 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

а) предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения - обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения

Реконструкция источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии рассматривается в Варианте Б.3 (Вариант развития Центрального и Первомайского районов, Модернизация части котельных и перенос на них тепловой нагрузки малых теплоисточников с закрытием последних, замена отдельных котельных на блок-модули).

Данный вариант обеспечивают перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Развитие существующей децентрализованной системы теплоснабжения предполагает модернизацию и (или) реконструкцию существующих источников теплоснабжения с некоторым укрупнением отдельных котельных (увеличение зоны действия источников) и ликвидации нерентабельных источников тепла.

Вариант Б.3 предполагает увеличение зоны действия следующих источников теплоснабжения (путем включения зон существующих источников): котельной №25(см. рис. 4.1).

Баланс источников тепла с учетом перспективной нагрузки приведен в Главе 4 обосновывающих материалов.

Реконструкция котельных для включения в их зоны действия других источников тепловой энергии потребует строительства новых тепловых увеличение диаметра существующих тепловых сетей, затраты на ввод нового оборудования.

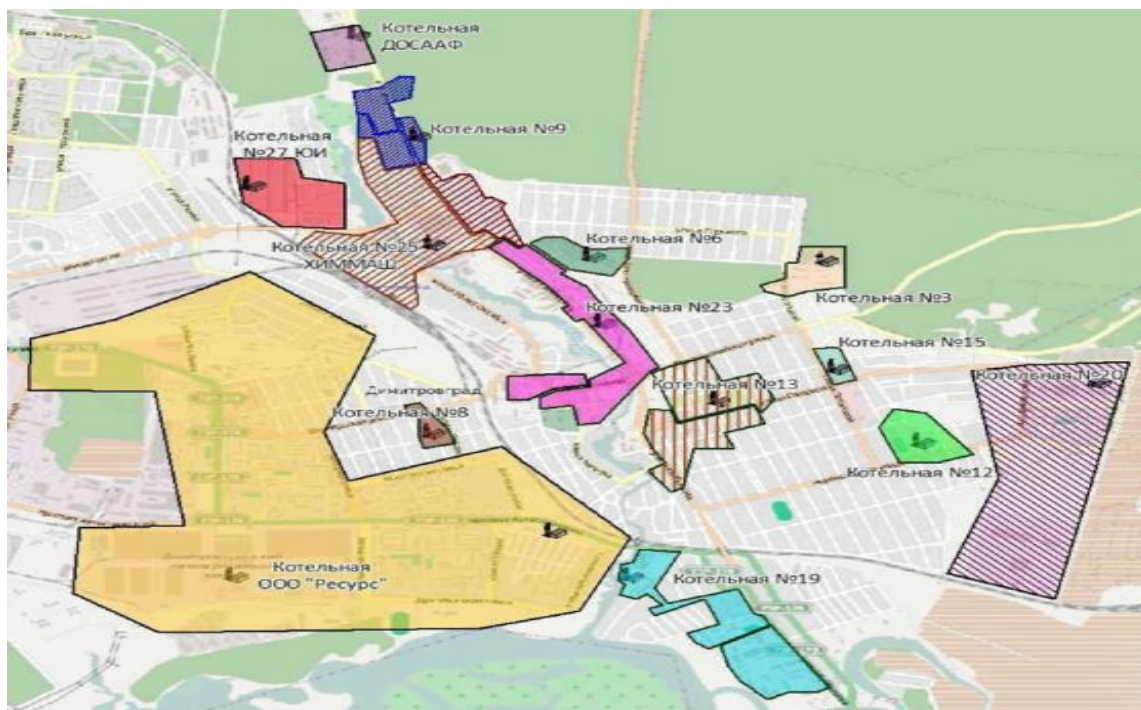
План мероприятий и их цели приведены в таблице 4.1

№ п/п	Наименование мероприятий	Цель реализации мероприятий	Этапы	
			2024г.	2031г.
1	2	3	5	6
2	Установка блочно–модульной котельной мощностью 12 Гкал/ч, вместо котельной №9 мощностью 7,0 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №9 на новый блок – модуль. Прокладка новых сетей Ду350 – 470м. Перевод нагрузок от	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных	x	
3	Установка блочно – модульной котельной мощностью 4 Гкал/ч, вместо котельной №12 мощностью 4,5 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №12 на новый блок – модуль. Закрытие котельной №12.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества	x	
4	Установка блочно – модульной котельной мощностью 2 Гкал/ч, вместо котельной №15 мощностью 3 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №15 на новый блок – модуль. Закрытие котельной №15.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества	x	

5	Установка блочно – модульной котельной мощностью 14 Гкал/ч, вместо котельной №23 мощностью 20,0 Гкал/ч. Перевод нагрузок от котельной №23 на новый блок – модуль. Перевод нагрузок от котельной №22 – 1,64 Гкал/ч через перемычку Ду200 – 110м. Закрытие котельной №22 с переводом в "режим ЦТП". Закрытие котельной №23.	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла. Сокращение количества нерентабельных котельных		X
6	Строительство (новое) блок – модуля мощностью 4 Гкал/ч в районе ДОСААФ. Подключение части нагрузок от котельной №27	Улучшение качества и надежности теплоснабжения; Минимизация эксплуатационных затрат; Сокращение потерь тепла.		X

б) предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Рис. 4.1 Зоны источников тепла при Варианте Б.3



Основными методами повышения эффективности работы систем теплоснабжения являются:

* увеличение доли отпуска тепловой энергии в виде пара и горячей воды, вырабатываемой на источниках комбинированной выработки;

- * повышение эффективности использования топлива;
- * снижение числа нештатных (аварийных) ситуаций (инцидентов).

Энергетическая эффективность теплофикации оценивается по экономии топлива, получаемой при покрытии от ТЭЦ заданного энергопотребления (электрической и тепловой энергии) определенного круга потребителей или района в целом, по сравнению с расходом топлива при раздельном методе покрытия этих же нагрузок.

Необходимо на ТЭЦ разрабатывать и реализовывать программы мероприятий по экономии топлива, программу мероприятий по достижению нормативных значений, программу мероприятий по снижению расходов технической воды, электроэнергии и тепла на собственные нужды.

Ежедневно проводить анализ технического состояния работы оборудования и технико-экономических показателей работы станции. Проводить работы по наладке и испытаниям оборудования. Эти работы рекомендуется проводить до и после ремонтов оборудования, а также при отклонении показателей работы от нормативных значений. По результатам испытаний составлять режимные карты работы оборудования для оперативного персонала с целью ведения экономичного режима работы оборудования электростанции.

На электростанции необходимо вести работу по учету, контролю и выполнению директивных документов Минэнерго России и Ростехнадзора России по вопросам повышения надежности и безопасности работы энергооборудования. Учет и расследование нарушений в работе энергооборудования вести в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике» и приказов Минэнерго России №№ 90, 91, 92 от 02.03.2010г. В актах расследования разрабатывать мероприятий по предупреждению аналогичных нарушений.

С целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения предлагается ряд мероприятий:

- * взамен котлов, отработавших свой ресурс на крупных котельных (№25, №27, ООО "Ресурс") устанавливать новые котлы, не требующие постоянного присутствия обслуживающего персонала.
- * вывод из эксплуатации изношенных и нерентабельных котельных посредством строительства новых блочно-модульных котельных (БМК), не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала.
- * замена устаревшего насосного оборудования водоподготовительных установок источников с завышенными характеристиками производительности, на новые насосные станции требуемой производительности, с частотными преобразователями расхода.

Перечень мероприятий по каждому источнику приведен в табл. 4.1. Выполнение данных мероприятий будет способствовать повышению эффективности систем теплоснабжения источников тепла.

в) предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения;

В целях повышения энергетической эффективности ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» необходимо произвести модернизацию существующего теплосетевого оборудования, а именно:

- модернизацию 2 пиковых бойлеров сетевой воды. Указанное мероприятие позволит увеличить тепловую мощность с 7 Гкал/ч до 8 Гкал/ч. Ориентировочная стоимость мероприятий составляет 6 000 тыс. руб. (с НДС). Планируемый срок реализации – 2024-2028 гг.

- техническое перевооружение паровых котлов БКЗ-75-39ГМ ст.№2 и БКЗ-75-39ГМ ст.№3. Указанное мероприятие позволит повысить надежность и безопасность теплоснабжения. Ориентировочная стоимость мероприятий составляет 228 000 тыс. руб. (с НДС). Планируемый срок реализации – 2025-2028

Техническое перевооружение источников тепловой энергии ОГКП «КРКК» с установкой современного технологического оборудования и переводом в автоматический режим работы рассматривается в Варианте Б.4 (вариант технического перевооружения котельных ОГКП «КРКК»).

В связи с высокой степенью физического и морального износа технологического оборудования котельных ОГКП «КРКК», низкой степенью загруженности котельных по тепловым нагрузкам, низкого КПД котлов, планируется провести комплекс мероприятий по модернизации котельных заключающихся в техническом перевооружении котельных.

На основании обследования всего оборудования котельных, анализа существующих тепловых нагрузок, расчетов экономической эффективности проведения модернизации и принятия общей концепции технического перевооружения котельных, были созданы этапы модернизации теплоисточников ОГКП «КРКК».

Модернизации теплоисточников планируется достичь путем установки новых котлов марки RS-D, пластинчатых теплообменников на отопление и ГВС, насосного оборудования, комплексной системы автоматики котельной и перевода 2-х котлов в водогрейный режим.

Проведённое техническое перевооружение теплоисточников повысит КПД котельных, обеспечит надёжность технологического оборудования, создаст оптимальный режим работы, сократит эксплуатационные расходы и позволит работать котельным в автоматизированном режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Техническое перевооружение котельных ОГКП «КРКК» приведено в таблице 4.2

Таблица 4.2

Мероприятия по техническому перевооружению источников тепловой энергии ОГКП «КРКК»	Начало и окончание мероприятий		Итоговый результат
Техническое перевооружение котельной №12 с установкой двух котлов с автоматическим управлением, пластинчатых теплообменников, насосного оборудования и переводом котельной в автоматический режим работы	Январь 2024	Декабрь 2024	Автоматизация котельной №12
Техническое перевооружение котельной №15 с установкой двух котлов с автоматическим управлением, пластинчатых теплообменников, насосного оборудования и переводом котельной в автоматический режим работы	Январь 2024	Декабрь 2024	Автоматизация котельной №15

Техническое перевооружение котельной №8 с установкой двух котлов с автоматическим управлением, пластинчатых теплообменников, насосного оборудования и переводом котельной в автоматический режим работы	Январь 2025	Декабрь 2025	Автоматизация котельной №8
---	----------------	-----------------	----------------------------------

г) Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных.

Системы теплоснабжения представляют собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплотребления.

Режимы расходов тепла многочисленными абонентами неодинаковы. Тепловая нагрузка отопительных установок изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха. Расход тепла на горячее водоснабжение и для ряда технологических процессов не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели.

В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

Температурный график промышленных потребителей определяется особенностями технологического процесса, его изменение Схемой не предусматривается.

На территории города Димитровград отсутствуют источники тепловой энергии, совместно работающие в одну сеть. При некоторых вариантах развития наиболее крупные системы теплоснабжения могут осуществлять теплоснабжение потребителей через смежные тепловой магистрали, однако в отопительный и летний период контуры источников разделены секционирующими задвижками. Совместная работа источников тепловой энергии на одну сеть схемой теплоснабжения не предполагается.

д) меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.

В ходе анализа системы теплоснабжения г. Димитровград выявлено, что оборудование, производственные помещения котельных, тепловые сети изношены на 75%. Из-за устаревшего оборудования, несоответствия мощности котельных и объема потребления коммунальных ресурсов потребителями, приведших к низкой загрузке оборудования, фактические удельные расходы энергоресурсов значительно превышают нормативные. Часть котельных являлись производственными и рассчитаны на большой объем потребления тепловой энергии, в том числе в паре, поэтому на них установлены паровые котлы, требующие больших затрат энергоресурсов и затрат на оплату труда.

С учетом вышеизложенного предлагается отказ от эксплуатации изношенных и нерентабельных котельных посредством строительства новых блочно-модульных

котельных, максимально приближенных к потребителям. В результате будет получена экономия энергоресурсов, материальных и трудовых затрат.

Исходя из этого, наиболее предпочтительным развитием являются совместные варианты А.2 и Б.3 реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, представленных в таблицах 3.1 и 5.1. В целях оптимизации, согласно варианту, Б.3 (см. Таблица 5.1), предлагается вывод из эксплуатации и передача тепловых нагрузок на другие источники следующих котельных:

- * котельных №7, №9, с переводом нагрузок на новую блочно-модульную котельную мощностью 13 Гкал/ч;
- * котельных №12 с переводом нагрузок на новую блочно-модульную котельную мощностью 4,5 Гкал/ч;
- * котельной №15 с переводом нагрузок на новую блочно-модульную котельную мощностью 2,0 Гкал/ч;
- * котельных №22 (перевод в "режим ЦТП"), №23 с переводом нагрузок на новую блочно-модульную котельную мощностью 14 Гкал/ч;

Изменение зон теплоснабжения источников при выводе из эксплуатации вышеуказанных котельных при передаче нагрузок на другие источники показано на рис. 4.1.

е) меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии включают следующие:

- * дооборудование существующей котельной когенерационной установкой на базе газопоршневых машин с целью выработки электрической и тепловой энергии для собственных нужд котельной.

Этап 2 подключение к действующей тепловой схеме котельной.

ж) 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

Традиционным решением оптимального покрытия теплофикационной нагрузки является ее распределение между основными и пиковыми источниками тепла. Для сложившихся систем централизованного теплоснабжения с ТЭЦ основными источниками тепла являются регулируемые отборы паровых турбин и основные пароводяные подогреватели – бойлеры. В качестве пиковых источников используются пиковые водогрейные котлы или пароводяные подогреватели – пиковые бойлеры, устанавливаемые, как правило, на ТЭЦ.

Оптимизация загрузки и перевод котельных в пиковый режим, а во многих случаях и ликвидация (консервация) избыточных мощностей, позволяют получить ряд общесистемных эффектов, таких как:

- * снижение себестоимости выработки тепловой и электрической энергии за счет большей загрузки и работы ТЭЦ в базовом режиме;
- * снижение объема сжигаемого топлива.

Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных и переводу их в пиковый режим в существующих и расширяемых зонах действия ТЭЦ целесообразны в следующих случаях:

- * наличия перспективных резервов тепловой мощности в регулируемых отборах теплофикационных турбоагрегатов на ТЭЦ;
- * нахождения котельной и ее потребителей на границе эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ;
- * несоблюдения установленного температурного графика ТЭЦ (150/70 °С);
- * несоответствия оборудования котельных требованиям, установленным действующим законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности (высокий удельный расход топлива на выработку единицы тепловой энергии, моральный и физический износ основного оборудования, связанный с превышением нормативного срока службы и т.д.).

Основаниями для перевода тепловой нагрузки от котельных на ТЭЦ являются:

- * данные из перспективных балансов располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки;
- * данные о теплофикационных агрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовый рынок электрической энергии в соответствии с действующим законодательством и прогнозных значениях выбытия теплофикационных турбоагрегатов с рынка мощности;
- * данные об остаточном парковом ресурсе теплофикационных агрегатов;
- * данные о возможности продления паркового ресурса турбоагрегатов.

ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНРАЦИЯ», покрывает нагрузки коммунально-бытовой сферы и промышленности в полном объеме, и работает в основном режиме теплоснабжения.

На источнике имеется запас пиковой мощности для покрытия существующих и перспективных нагрузок.

На общих тепловых сетях в зоне действия ТЭЦ отсутствуют котельные. Перевод котельных в пиковый режим в зоне действия ТЭЦ не представляется возможным.

з) 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

В системе теплоснабжения города котельные ООО «Аврора плюс», ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области» работают по температурному графику 95/70 град. С, котельные ООО «Ресурс» по температурному графику 100/51,4 град. С и ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» работают по температурному графику 110/61 град. С, при расчетной наружной температуре воздуха -31 град. С. В связи с сохранением температурных графиков действующих источников, указанных выше параметров, не будут возникать дополнительные издержки.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии в системе теплоснабжения в соответствии с действующим законодательством разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования источника тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Температурный график отпуска тепловой энергии для котельных

Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С
-31	105,0/95,0	70,0
-30	104,0/92,5	68,9
-29	103,0/91,0	67,8
-28	102,0/89,6	67,0
-27	100,8/88,1	66,1
-26	99,1/87,7	65,3
-25	98,0/86,4	63,9
-24	96,6/85,2	63,3
-23	95,5/83,8	62,7
-22	94,4/82,7	62,1
-21	93,2/81,5	61,5
-20	92,0/79,9	60,5
-19	91,0/78,4	59,6
-18	90,0/77,0	58,7
-17	89,0/75,5	57,8
-16	88,0/74,1	56,9
-15	87,3/72,7	56,0
-14	86,3/71,3	55,1
-13	85,7/69,9	54,3
-12	84,5/68,5	53,4
-11	83,4/67,1	52,6
-10	82,2/66,6	51,3
-9	81,1/65,2	50,4
-8	80,0/63,7	49,5
-7	78,8/61,2	48,6
-6	77,7/59,7	47,7
-5	76,6/58,2	46,7
-4	74,5/56,9	45,7
-3	73,3/55,5	44,7
-2	72,2/54,1	43,7
-1	71,1/52,7	42,7
0	70,0/51,0	41,6
+1	69,0/50,5	41,0
+2	68,0/49,2	40,5
+3	67,0/47,5	39,4
+4	66,0/45,7	38,3
+5	65,0/44,0	37,2
+6	65,0/42,0	36,0
+7	65,0/40,2	34,9
+8	65,0/39,3	33,8

При распределении тепловой нагрузки между источниками, сведения о которых приведены в разделе 4. «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Тома №2 «Обосновывающие материалы»

произведено перераспределение тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.

Таблица 4.2

1	2	3	4
Котельная №3 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	8,6	8,6	8,6
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	6,40	6,40	6,40
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,87	2,87	2,87
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	3,47	3,47	3,47
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	54,8	54,8	54,8
Котельная №7 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,50	4,50	4,50
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	3,70	3,70	3,70
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09	2,09
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,56	1,56	1,56
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	42,7	42,7	42,7
1	2	3	4
Котельная №8 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,4	2,4	2,4
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,50	2,50	2,50
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75	0,75
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,73	1,73	1,73
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	69,7	69,7	69,7
Котельная №9 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	7,00	7,00	7,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,62	3,62	3,62

Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,29	1,29	1,29
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	26,3	26,3	26,3
Котельная №12 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,50	4,50	4,50
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	3,70	3,70	3,70
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,28	2,28	2,28
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,37	1,37	1,37
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	37,6	37,6	37,6
1	2	3	4
Котельная №15 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	3,00	3,00	3,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,50	2,50	2,50
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,9	1,9	1,9
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,39	1,39	1,39
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	56,7	56,7	56,7
Котельная №16 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	7,2	7,2	7,2
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,60	5,60	5,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	6,18	6,18	6,18
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-0,74	-0,74	-0,74
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	-13,6	-13,6	-13,6
Котельная №17 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,9	4,9	4,9
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,02	3,02	3,02
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-

Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,9	1,9	1,9
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	38,5	38,5	38,5
Котельная №18 «ОГКП КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	6,00	6,00	6,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	5,49	5,49	5,49
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-0,63	-0,63	-0,63
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	-12,9	-12,9	-12,9
1	32	3	4
Котельная Олимп ул.Восточная 48а (ООО «Аврора плюс»)			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	20,00	20,00	20,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	17,21	17,21	17,21
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	18,02	18,27	26,98
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	8,4	9,7
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	61,15	52,50	42,49
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	77,2	66,3	53,7
Котельная №22 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,58	2,58	2,58
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,20	2,20	2,20
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,83	1,83	1,83
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,32	0,32	0,32
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	14,9	14,9	14,9
Котельная №23 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	20,0	20,0	20,0
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	15,60	15,60	15,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	7,25	7,25	7,25
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-

Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	8,16	8,16	8,16
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	52,9	52,9	52,9
Котельная №25 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	19,3	19,3	19,3
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	17,60	17,60	17,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	14,531	14,531	14,531
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	2,42	2,42	2,42
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	14,3	14,3	14,3
1	2		4
Котельная №27 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	26,3	26,3	26,3
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	25,00	25,00	25,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	13,31	13,31	13,31
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	9,39	9,39	9,39
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	41,4	41,4	41,4
Котельная ООО "Ресурс"			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	245,1	245,1	245,1
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	185,6	185,6	185,6
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	174,8	174,8	174,8
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	11,7	13,5
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	59,5	59,5	59,5
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	24,2	24,2	24,2
ТЭЦ ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ"			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	406,0	406,0	406,0
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	406,0	406,0	406,0
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	390,78	391,78	415,39
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	22,7	26,7

Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	15,22	-8,48	-36,09
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	3,7	-2,1	-8,9
Котельная №6 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,15	2,15	2,15
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	1,91	1,91	1,91
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,381	1,381	1,381
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,24	0,24	0,24
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	11,16	11,16	11,16
1	2	3	4
Котельная №13 ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	10,32	10,32	10,32
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	6,268	6,268	6,268
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	4,951	4,951	4,951
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	4,052	4,052	4,052
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	39,26	39,26	39,26
Котельная №1 пос. Дачный ОГКП «КРКК»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	3,44	3,44	3,44
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,554	2,554	2,554
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,374	2,374	2,374
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,886	0,886	0,886
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	25,76	25,76	25,76
Котельная ул. Калугина д.48а ООО «Аврора плюс»			
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	9,03	9,03	9,03
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,347	5,347	5,347

Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,89	3,89	3,89
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	3,2	3,2	3,2
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	15,3	15,3	15,3

и) предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Перспективная установленная тепловая мощность каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности приведена в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Дмитровграда Ульяновской области на период 2026-2031годы.

Приоритеты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе представлены в таблице ниже .

Источник тепловой энергии	Этапы	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч		
		на отопление	на ГВС	суммарная
1	2	3	4	5
Центральный район				
Котельная №3 «ОГКП КРКК»	2025-2031	1,76	0,69	2,45
Котельная №7 ОГКП «КРКК»	2025-2031	3,43	-	3,43
Котельная №9 ОГКП «КРКК»	2025-2031	0,73	3,67	4,4
Котельная № 12 ОГКП «КРКК»	2025-2031	1,73	-	1,73
Котельная №15 ОГКП «КРКК»	2025-2031	0,98	-	0,98
Котельная Олимп ул.Восточная д.48а ООО Аврора плюс	2025-2031	12,37	4,84	17,21
Котельная №23 ОГКП «КРКК»	2025-2031	4,97	-	4,97
Котельная №25 ОГКП «КРКК»	2025-2031	12,43	0,5	12,93
Котельная №22 ОГКП «КРКК»	2025-2031	1,3	0,34	1,64

Котельная №27 ОГКП «КРКК»	2025-2031	9,84	2,65	12,49
Котельная №6ОГКП «КРКК»	2025-2031	1,91	-	1,91
Котельная №13ОГКП «КРКК»	2025-2031	6,268	-	6,268
Котельная №1 пос Дачный ОГКП «КРКК»	2025-2031	1,776	0,778	2,554
Котельная ул.Калугина д.48 ООО «Аврора плюс»	2025-2031	4,351	0,996	5,347
Первомайский район				
Котельная №8 ОГКП «КРКК»	2025-2031	0,54	0,14	0,68
Котельная №16 ОГКП «КРКК»	2025-2031	3,18	1,29	4,47
Котельная №17 ОГКП «КРКК»	2025-2031	2,4	0,35	2,75
Котельная №18 ОГКП «КРКК»	2025-2031	4,1	0,8	4,9
Котельная ООО «Ресурс»	2025-2031	170	18,2	188,2
Западный район				
ТЭЦ ООО «НИИАР-Генерация»	2025-2031	277,4	131,8	409,2

к) предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Проведенный анализ показал, что на территории муниципального образования источники тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии отсутствуют. Ввод новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии нецелесообразен.

Описание видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии приведено в разделе 6 «Перспективные топливные балансы» Тома №1, а также в главе 8 «Перспективные топливные балансы» Тома №2 «Обосновывающие материалы».

Природный газ в качестве основного и мазут в качестве резервного (аварийного) топлива используется в настоящее время и предполагается использовать в дальнейшем на всех источниках тепловой энергии, расположенных на территории города Димитровграда, за исключением котельных ООО «Аврора плюс», использующих твердое топливо и имеющих резервное газовое топливо.

Раздел 6. Предложения по строительству, реконструкции, модернизации тепловых сетей

а) Предложения по строительству и реконструкции 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

По выводам, сделанным в Главе 4 обосновывающих материалов, следует, что дефицит тепловой мощности с учетом перспективы ожидается в зоне действия следующих источников тепла: ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», Котельных № 16, 18. По всем остальным источникам тепловой энергии наблюдаются резервы тепловой мощности.

В связи с выявленным дефицитом тепловой мощности в зоне действия вышеуказанных источников вариантами развития Б.2 и Б.3 предусматривается строительство и реконструкция 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. Перечень необходимых для этого мероприятий представлены в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 - Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения поставок тепловой энергии потребителям от различных источников

Наименование теплоисточника	Мероприятия по теплоисточнику	Мероприятия по сетям	Сети (новое строительство)	
			Ду, мм	L, км
1	2	3	4	5
Вариант Б.2				
ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»	модернизация и запуск в эксплуатацию	Прокладка новых магистральных сетей	350 - 1400	40,1
		Подключение сетей и нагрузок от небольших котельных (17 ед.)		
Котельная №25 ОГКП «КРКК»	Увеличение мощности котельной	Прокладка новых магистральных сетей	350 - 900	9,7
		Подключение сетей и нагрузок от небольших котельных		

Таблица 5.2 - Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей за счет ликвидации котельных

Наименование теплоисточника	Мероприятия по теплоисточнику	Мероприятия по сетям	Сети (новое строительство)	
			Ду, мм	L, км
1	2	3	4	5
Вариант Б.3				
Котельная №9 ОГКП «КРКК»	Перевод нагрузок на блок-модуль			
	Подключение нагрузок от кот.№7	Прокладка новых сетей	350	0,47
	Подключение нагрузок от кот.№10	Подключение сетей кот.№7 через перемычку	200	0,2
	закрытие котельной №9	Подключение сетей кот. №10 через перемычку	200	0,18
Котельная №23 ОГКП «КРКК»	Перевод нагрузок на блок-модуль	Перевод нагрузок на блок-модуль	-	-
	Подключение нагрузок от кот.№22	Подключение сетей кот.№22 через перемычку	200	0,11
Котельная №25 ОГКП «КРКК»	Перевод котельной в водогрейный режим		-	-

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

По бесхозяйным тепловым сетям, сведения о которых приведены в Главе 7. «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Тома №2 «Обосновывающие материалы» к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2025-2031 годы предлагаются следующие решения:

В район жилой зоны от ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНРАЦИЯ» передача тепловой энергии осуществляется по тепломагистрالي диаметром Ду 700мм. По результатам гидравлического расчета, а также на основании пьезометрических графиков для существующих тепловых сетей без учета подключения перспективных потребителей у некоторых потребителей жилой зоны наблюдается низкий располагаемый перепад давлений, недостаточный для обеспечения нормативных показателей качества теплоснабжения. Низкий располагаемый перепад давлений свидетельствует о дефиците пропускной способности тепловых сетей в рассматриваемой зоне и необходимости проведения дополнительных мероприятий для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения потребителей. С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством

теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНРАЦИЯ» предлагается следующее:

Таблица 5.3 – Мероприятия на тепловых сетях ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНРАЦИЯ» и обоснование выбора диаметров трубопроводов

Мероприятие по строительству или реконструкции трубопроводов	Суммарная протяженность, м	Линейные потери напора на участке при норме от 2-8 мм/м	Распол.напор в начале и конце участка , м
--	----------------------------	---	---

Вариант А.2

Строительство новой теплотрассы от ТК-9 до ТК-2, 2Ду=500 мм	3300	5,8	99/58
Строительство ЦТП в тепловой камере ТК-22 на пересечении ул. Гвардейской и пр. Ленина	-	-	60/60
Строительство новой теплотрассы от ТЭЦ до Первомайского района с целью переподключения	5000	8,0	100/60
Переподключение тепловой сети Ду 400 м от ТЭЦ до ТП-9 на жилую зону Западного района города Димитровграда	3000	5,0	120/90

На основе проведенного гидравлического расчета и анализа пьезометрических графиков реализация вышеперечисленных мероприятий позволит нормализовать гидравлический режим жилой зоны ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНРАЦИЯ» и устанавливать параметры теплоносителя (температуру, располагаемый напор, давление в обратном трубопроводе), обеспечивающие качественное и надежное теплоснабжение существующих и перспективных потребителей Западного района.

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах всего города под жилищную, комплексную или производственную застройку представлены в Таблица 5.4.

Таблица 5.4 - Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов

Наименование теплоисточника	Мероприятия по теплоисточнику	Мероприятия по сетям	Сети (новое строительство)	
			Ду, мм	L, км
1	2	3	4	5
Вариант А.1				
ТЭЦ ООО "НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ"	Увеличение Мощности ТЭЦ для обеспечения перспективного прироста нагрузок	Прокладка новых магистральных сетей	150	0,5
Вариант А.2				
ТЭЦ ООО "НИИАР- ГЕНЕРАЦИЯ"	Увеличение мощности ТЭЦ для обеспечения перспективного прироста нагрузок	Прокладка новых магистральных сетей	500 300 300 150	3,3 1,5 1,35 0,5
Вариант Б.3				

Котельная №25 ОГКП «КРКК»		Перекладка сетей с увеличением диаметров	250-400	1,2
------------------------------	--	---	---------	-----

В 2025 году ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса предусматривается строительство блочно-модульной (мощностью 7,6МВт) котельной взамен ЦТП № 6 по ул. Вокзальная д.73а для обеспечения потребителей района «Химмаш» по ул. 50 Лет Октября, ул. Вокзальная.

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

Развитие системы теплоснабжения в части тепловых сетей и изменение зон теплоснабжения происходит по мере реализации мероприятий на источниках тепловой энергии и прироста подключенной нагрузки новых потребителей.

Мероприятия на теплосетях, которые обеспечивают поставку тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при выполнении условий надежности теплоснабжения и их характеристики, приведены в таблице 5.1.

в) 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 целях снижения уровня износа тепловых сетей, а также снижения потерь тепловой энергии, на тепловых сетях в зоне теплоснабжения ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» необходимо произвести следующие мероприятия:

№	Наименование мероприятия	Протяженность в однострубно-м исчислении, км	Длительность и период реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. (с НДС)
1	Техпереворужение участка тепловых сетей Ду 400 от ТП-4А до ТП-9А	0,25	2023	3900
2	Модернизация тепловой сети больничного городка по пр. Ленина, 1	1,76	2023-2025	13224,25
3	Модернизация внутриквартальной тепловой сети от ТК-4 до МКД № 8 по пр.Ленина	-	-	-

Развития существующей децентрализованной системы теплоснабжения, с целью повышения эффективности теплоснабжения предполагает модернизацию и (или) реконструкцию существующих источников теплоснабжения с некоторым укрупнением отдельных котельных за счет их объединения и ликвидации нерентабельных источников тепла и подробно рассмотрено в варианте Б.3. Данный вариант предусматривает мероприятия по реконструкции теплосетей путем прокладки новых и перекладку существующих участков трубопроводов.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения представлены в таблице 5.2.

Вариант Б.4 направлен на замену физически изношенных участков трубопроводов с использованием современных энергоэффективных технологий.

Реконструкция тепловых сетей с критическим уровнем износа, и использование современных материалов для теплоизоляции трубопроводов. На текущий момент для тепловой изоляции сетевых трубопроводов используется минераловатная плита, что крайне неэффективно в условиях периодического подтопления трубопроводов грунтовыми водами. При прокладке предизолированных труб в полиэтиленовой оболочке, исключается возможность намокания трубопроводов, что приводит к значительному снижению потерь тепла. Также снижается повреждаемость трубопроводов вследствие коррозии, что предотвращает потери теплоносителя.

В результате выполнения мероприятий, предусмотренных вариантом Б.4 ОГКП «КРКК» будут достигнуты следующие результаты:

- доведение качества теплоснабжения до требований СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» и СНиП II-35-76* «Котельные установки»;

- увеличение надежности работы тепловых сетей, минимизация аварий, которые могут привести к более большим расходам в следствии разморозки систем отопления жилого фонда;

- модернизация объектов системы теплоснабжения в соответствии государственными стандартами качества предоставляемых услуг на основе современных технологий и материалов;

- сокращение расходов на ремонт тепловых сетей.

г) 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 по основаниям, указанным в подпункте "д" пункта 11 (Подпункт "д" изменен с 27 марта 2019 г. - Постановление Правительства России от 16 марта 2019 г. № 276)

В целях обеспечения нормативной надежности и безопасности на тепловых сетях в зоне теплоснабжения ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» необходимо произвести следующие мероприятия:

№ п / п	Наименование мероприятия	Протяженнос ть в однотрубном исчислении, км	Длительно сть и период реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. (с НДС)
1	Техпереворужение тепловой изоляции тепловой сети от ТП-11 до ТЭЦ Ду	3,60	2026-2028	18000

	400			
--	-----	--	--	--

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность в однотрубном исчислении, км	Длительность и период реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. (с НДС)
2	Техпереворужение тепловой сети от ТК-2401 до ж.д. ул. Строителей, 30	1,056	2025	71 796
3	Техпереворужение тепловой сети от ТК-14 до ТК 1413 (ул. М.Тореза)	2,208	2025-2026	156 396
4	Строительство тепловых камер с установкой секущей запорной арматурой на участках магистральной тепловой сети		2026-2027	96 000
5	Техпереворужение тепловой изоляции тепловой сети		2028	96 000

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

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения приведены в Главе 9 «Оценка надежности теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы.

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований 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 [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- *источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- *тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- *потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- *СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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 конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность 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 СЦТ к исправной работе K_g принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- *готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- *достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- *способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- *организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- *максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Раздел 7. «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения»

а) предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство

индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

Перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) должен быть выполнен на основании анализа возможностей строительства ИТП на абонентском вводе каждого потребителя, присоединенного к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления. Для закрытия ГВС требуется: установить на вводах зданий с открытой системой теплоснабжения индивидуальные автоматизированные тепловые пункты с теплообменниками ГВС; обеспечить создаваемые ИТП холодным водоснабжением и электроснабжением; реконструировать системы водоподготовки на источниках. Для реализации перевода открытых систем ГВС в закрытые в зданиях абонентов ГВС предполагается установить автоматизированные блочные тепловые пункты (БПТ).

б) предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения

При отсутствии экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения такие мероприятия могут быть включены в схему теплоснабжения по предложению органа местного самоуправления поселения, городского округа при наличии источника финансирования таких мероприятий в случае необходимости завершения начатых мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения и обеспечения требований к качеству и безопасности горячей воды. Предложения по источникам финансирования мероприятий, проводимых на теплопотребляющих установках потребителей, обеспечивающих перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения, должны быть подтверждены соответствующими нормативными правовыми актами и (или) договорами (соглашениями).

Раздел 8. «Перспективные топливные балансы»

а) перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе

Описание состояния топливоснабжения и системы обеспечения топливом приведено в главе 8 «Перспективные топливные балансы» Тома №2 «Обосновывающие материалы».

Природный газ в качестве основного и мазут в качестве резервного (аварийного) топлива используется в настоящее время и предполагается использовать в дальнейшем на всех источниках, расположенных на территории г. Димитровграда.

Источниками газоснабжения города на перспективу сохраняются существующие магистральные газопроводы. От них по газопроводам-отводам газ будет поступать на существующие и вновь проектируемые ГРС.

б) потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Наименование источника тепловой энергии	Тип топлива	Вид топлива	2025-2031	
ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»	основное	Природный газ, млн.м³	115,30	
	резервное	мазут	2,500	
Котельная ООО «РЕСУРС»	основное	Природный газ, млн.м³	112,000	
	резервное (аварийное)	мазут	2,500	
Вариант Б.3				
котельная №3 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	2,887	2,887
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №7 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	-	-
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №8 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	0,272	0,272
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №9 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	5,590	5,590
	резервное	нет	-	-
котельная №12 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	0,734	0,734
	резервное (аварийное)	Нет	-	-
котельная №15 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	0,546	0,546
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №16 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	-	-
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №17 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м³	-	-
	резервное (аварийное)	нет	-	-

котельная №18 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	-	-
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная Олимп ул.Восточная д.48а (ООО Аврора плюс)	основное	Природный газ, млн.м ³	9,00	9,00
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №22 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	-	-
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №23 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	2,826	2,826
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №25 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	12,299	12,299
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №27 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	9,734	9,734
	резервное (аварийное)	мазут	-	-
котельная №6 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	0,623	0,623
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная №13 ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	2,687	2,687
	резервное (аварийное)	нет	-	-
Котельная №1 пос Дачный ОГКП «КРКК»	основное	Природный газ, млн.м ³	2,687	2,687
	резервное (аварийное)	нет	-	-
котельная Аврора по ул.Калугина д.48 котельная Аврора по ул.Калугина д.48	основное	Твердое топливо (древесина), м ³	21300	21300
	резервное (аварийное)	нет	-	-

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

г) преобладающий в поселении, муниципальном округе, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, муниципальном округе, городском округе

д) приоритетное направление развития топливного баланса поселения, муниципального округа, городского округа

Раздел 9. «Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

а) предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии приведены в Главе 10 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения города Дмитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы.

ТЭЦ «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» подлежит реконструкции в связи с продлением паркового ресурса, реновации и (или) выводом оборудования из рабочего цикла. В настоящее время инвестиционная программа ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» находится на стадии разработки.

Общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции энергоисточников города по варианту А.1 составляет 12673,680 млн. руб., в ценах 2020 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

Таблица 7.1 - Оценка капитальных вложений, выполненная в ценах 2020 года с последующим приведением к прогнозным ценам

Наименования мероприятия	Капиталовложения, тыс. руб.	
	2020г.-2024г.	2025г.-2031г.
Модернизация ТЭЦ ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»	6 041 300,00	4 520 100,00
НДС:	1208260,00	904020,00
Всего с НДС:	7249560,00	5424120,00

Общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции энергоисточников города по варианту А.2 составляет 13729,920 млн. руб., в ценах 2020 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

Таблица 7.2 - Оценка капитальных вложений, выполненная в ценах 2022 год с последующим приведением к прогнозным ценам

Наименования мероприятия	Капиталовложения, тыс. руб.	
	2020г.-2024г.	2025г.-2031г.

Модернизация	6 544 800,00	4 896 800,00
ТЭП ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ»		
НДС:	1308960,00	979360,00
Всего НДС:	7853760,00	5876160,00

Развитие Центрального и Первомайского районов в единую централизованную систему теплоснабжения с тепловыми источниками: Котельная «Олимп» (ООО «Аврора плюс») и котельная №25 (Вариант Б.2)

Общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции энергоисточников города по варианту Б.2 составляет 2210,4 млн. руб., в ценах 2020 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

Развитие Центрального и Первомайского районов путём модернизации части котельных с увеличением их мощности, а также закрытие части котельных и замена на блок-модули. (Вариант Б.3)

Данный вариант обеспечивает перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Развитие существующей децентрализованной системы теплоснабжения предполагает модернизацию и (или) реконструкцию существующих источников теплоснабжения с некоторым укрупнением отдельных котельных (увеличение зоны действия источников) и ликвидации нерентабельных источников тепла.

Общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции энергоисточников города по варианту Б.3 составляет 356280 тыс. руб., в ценах 2020 года. Ориентировочный расчет приведен в таблице ниже.

б) предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению рассматриваемых источников тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется за счет собственных средств предприятий. Финансирование из собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий подразумевает использование средств из прибыли и амортизационных отчислений. По согласованию с органами тарифного регулирования в цены (тарифы) на тепловую энергию может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации предусмотренных инвестиционной программой мероприятий.

Наиболее существенным источником среди собственных средств считаются амортизационные отчисления (амортизационный фонд), наличие такого фонда означает наличие свободных денежных средств, которые могут быть потрачены на новое оборудование, технологии, модернизацию и т.д. Таким образом, амортизация становится не только инструментом постепенного возвращения затрат, но и источником технической модернизации. Результатом такой модернизации (капитального ремонта) может стать дооценка оборудования на сумму осуществленных затрат, которые также будут амортизироваться за период полезного срока эксплуатации объекта.

Другим источником финансирования реноваций является чистая прибыль предприятия. Чистая прибыль непосредственно зависит от устанавливаемых тарифов, себестоимости основной продукции, а также прочих доходов и расходов фирмы, баланс которых иногда приводит чистую прибыль к отрицательным показателям.

в) предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе

Реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей при актуализации 2020 года выполнялась на основании Государственных сметных нормативов НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети».

Общая потребность в финансировании проектов развития и реконструкции энергоисточников города по варианту А.1 составляет 30,744 млн. руб., по варианту А.2 - 534,552 млн. руб., по варианту Б.2 –3,737 млрд. руб., в период с 2022 по 2031 гг. с учетом НДС.

г) предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков такой системы на закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Наименования мероприятия	Капиталовложения, тыс. руб.	
	2020г.- 2024г.	2025г.- 2031г.
1	2	3
Вариант (А.1)		
Строительство новых тепловых сетей.	12 810,00	12 810,00
НДС:	2562,00	2562,00
Всего с НДС:	15372,00	15372,00
Вариант (А.2)		
Строительство новых тепловых сетей.	76400,00	369060,00
НДС:	15280,00	73812,00
Всего с НДС:	91680,00	442872,00
Вариант (Б.2)		
Прокладка новых магистральных сетей Котельная №25 (350 – 900 - 9,7 км.)	575 220,00	1297650,00
Прокладка новых магистральных сетей Котельная №20 (500- 0,3 км.)	-	19 460,00
НДС:	232664,00	386914,00
Всего с НДС:	1395984,00	2340944,00

Вариант (Б.3)		
Переключение нагрузка от кот. №22 на кот. №23 (Dy 200)	4280,00	-
НДС:	7244,00	14416,00
Всего с НДС:	43464,00	86496,00

д) оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Наименования мероприятия	Капиталовложения, тыс. руб.	
	2020г.-2024г.	2025г.-2031г.
Котельная №25	62350,0	62350,0
Котельная №27	86100,0	86100,0
НДС:	29690,0	29690,0
Всего с НДС:	178140,0	178140,0

Для строительства 8 новых блочно-модульных котельных на существующих площадках (таблица 7.5) потребуется 62,196 млн. руб. инвестиционных затрат (в ценах 2020 г.) с учетом НДС (20 %).

Таблица 7.5 - Финансовые потребности в замещение котельных путем строительства БМК для рационального варианта развития схемы теплоснабжения (в ценах 2022 г.), млн. руб.

Наименование работ/статья затрат	Всего с 2020-2027 гг.
1	2
Котельная № 9 с 2020г. (БМК-9)	
ПИРиПСД	1,4
Оборуд.	9,79
СМР	2,93
Прочие	2,42
Всего	16,54
НДС	3,308
Смета	19,848
Котельная № 12 с 2020г. (БМК-12)	
ПИРиПСД	0,85
Оборуд.	5,93
СМР	1,77
Прочие	1,46
Всего	10,01

НДС	2,002
Смета	12,012
Котельная № 15 с 2020г. (БМК-15)	
ПИРиПСД	0,64
Оборуд.	4,5
СМР	1,35
Прочие	1,11
Всего	7,6
НДС	1,52
Смета	9,12
Котельная № 23 с 2020г. (БМК-23)	
ПИРиПСД	1,5
Оборуд.	10,47
СМР	3,13
Прочие	2,58
Всего	17,68
НДС	3,536
Смета	21,216

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

Утвержденный температурный график не требует каких-либо дополнительных инвестиций.

Раздел 10. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организаций)

а) решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

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 с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

б) реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

В настоящей Схеме Теплоснабжения г. Дмитровград определены зоны действия систем теплоснабжения. Это зоны действия предприятий ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», МУП «Дмитровградские коммунальные ресурсы» ООО «Ресурс», ОГКП «Корпорация

развития коммунального комплекса Ульяновской области», ООО «Аврора плюс», ООО «Управление домами».

Все источники тепла, функционирующие на территории города, и тепловые сети от них образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Описание зон действия источников тепловой энергии, функционирующих на территории города Димитровграда Ульяновской области, представлены в п. 4 Главы 1 обосновывающих материалов.

в) основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

В соответствии со статьей 6 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» к полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации. В соответствии с Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808, определены следующие критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1) Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

2) В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

*определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

3) Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности.

4) Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

* владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

* размер собственного капитала;

* способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

5) Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

6) Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- * заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- * заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- * заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергией с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

По данным базового периода на территории г. Димитровграда функционируют 21 котельная и 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы» ООО «Ресурс», ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области», ООО «Аврора плюс», ООО «Управление домами» отвечают большинству критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

- * Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей или значительной совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей или значительной совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

- * На балансе предприятий ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы» и ООО «Ресурс» находится значительная часть магистральных тепловых сетей города.

- * Статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации (организациям), способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения. Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у предприятий ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области», ООО «Аврора плюс», ООО «Ресурс», технических возможностей и квалифицированного

персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами.

* Предприятия ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области», ООО «Аврора плюс» и ООО «Ресурс» согласно требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации при осуществлении своей деятельности фактически уже исполняют обязанности единой теплоснабжающей организации, а именно:

* заключают и исполняют договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ним потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

* осуществляют контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Наименование организации	Суммарная располагаемая тепловая мощность	Общая протяженность тепловых сетей
ООО "НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ"	406,0	109,0
ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области»	282,89	-
МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы»	-	65,9
ООО "Ресурс "	236,1	31,6
ООО «Аврора плюс»	26,0	

г) информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Таким образом, в соответствии с Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. №808, предлагается определить едиными теплоснабжающими организациями г. Димитровграда, в границах зоны их действия, предприятия ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ», МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы» ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области», ООО «Аврора плюс» и ООО «Ресурс».

д) реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения.

По балансовой принадлежности системы теплоснабжения распределены следующим образом:

-на балансе ООО «НИИАР-ГЕНЕРАЦИЯ» находится один источник «ТЭЦ НИИАР» и тепловые сети от «ТЭЦ НИИАР»;

-на балансе ОГКП «Корпорация развития коммунального комплекса Ульяновской области» находятся 17 источников, тепловые сети находятся на балансе МУП «Димитровградские коммунальные ресурсы» в центральном районе города и п.Дачный ;

- на балансе ООО «Ресурс» находится 1 источник – котельная ООО «Ресурс» и тепловые сети от котельной Первомайского района города;
- на балансе ООО «Аврора плюс» находятся 2 источника тепловой энергии.
- на балансе АО «ДААЗ» транзитные сети промышленной площадки АО «ДААЗ» от котельной ООО «Ресурс»
- на балансе ООО «Управление домами» находится котельная по ул.Московская д.60а для теплоснабжения данного многоквартирного дома.

Раздел 11. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

При распределении тепловой нагрузки между источниками, сведения о которых приведены в Главе 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» Тома №2 «Обосновывающие материалы», произведено перераспределение тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии:

	2020-2024 гг.	2025-2031 гг.
1	2	3
Котельная №3 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	8,6	8,6
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	6,40	6,40
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,87	2,87
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	3,47	3,47
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	54,8	54,8
Котельная №7 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,50	4,50
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	3,70	3,70
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,56	1,56
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	42,7	42,7
Котельная №8 ОКГП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,4	2,4
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,50	2,50
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75

Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,73	1,73
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	69,7	69,7
Котельная №9 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	7,0	7,0
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,62	3,62
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,29	1,29
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	26,3	26,3
Котельная №12 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,50	4,50
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	3,70	3,70
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,28	2,28
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,37	1,37
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	37,6	37,6

Котельная №15 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	3,00	3,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,50	2,50
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,9	1,9
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,39	1,39
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	56,7	56,7
Котельная №16 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	7,2	7,2
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,60	5,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	6,18	6,18
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-0,74	-0,74
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	-13,6	-13,6
Котельная №17 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	4,9	4,9
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,02	3,02
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	1,9	1,9
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	38,5	38,5

Котельная №25 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	19,3	19,3
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	17,60	17,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	14,531	14,531
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	2,42	2,42
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	14,3	14,3
Котельная №27 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	26,3	26,3
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	25,00	25,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	13,31	13,31

Котельная №18 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	6,00	6,00
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,00	5,00
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	5,49	5,49
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-0,63	-0,63
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	-12,9	-12,9
Котельная ул.Восточная д.48а ООО «Аврора»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	20,00	34,5
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	17,21	17,21
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	18,27	26,98
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	8,4	9,7
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	52,50	42,49
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	66,3	53,7
Котельная №22 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,58	2,58
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-8,48	-36,09
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	-2,1	-8,9

Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,20	2,20
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,83	1,83
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,32	0,32
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	14,9	14,9
Котельная №23 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	20,0	20,0
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	15,60	15,60
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	7,25	7,25
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	8,16	8,16
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	52,9	52,9

Котельная ООО «Аврора плюс», ул. Калугина д.48		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	6,0	12,0
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	5,347	5,347
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	3,89	3,89
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	3,2	3,2
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	15,3	15,3
Котельная №6 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,15	2,15
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	1,91	1,91
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,381	1,381
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,24	0,24
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	11,16	11,16
Котельная №13 ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	10,32	10,32
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	6,268	6,268
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	4,951	4,951
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	4,052	4,052

Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	39,26	39,26
Котельная №1 пос. Дачный ОГКП «КРКК»		
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	3,44	3,44
Общая тепловая нагрузка (с учетом с/н и потерь в т/с), Гкал/ч	2,554	2,554
Базовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	2,374	2,374
Прогнозируемый прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	0,886	0,886
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, %	25,76	25,76

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

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Объем воды в подающем и обратном трубопроводе.

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков сети. Объем каждого участка вычисляется по формуле:

$$V_i = L_i \times D_i^2 \times \pi / 4 \times \text{м}^3 \quad (6.1)$$

Где,

L_i - длина участка;

D_i - длина подающего (обратного) трубопровода, м.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

Объем внутренних систем теплоснабжения

Рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$$V_{\text{сист}} = Q_{\text{сист}} \times \tau \times \text{м}^3 \quad (6.2)$$

Где,

$Q_{\text{сист}}$ - расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения, Гкал/ч;

v - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплоснабжающего оборудования, (м³ч)/Гкал.

Объем воды в системе отопления.

Значения удельного объема воды (v) в системе отопления с радиаторами высотой 1000 мм при различных перепадах температур:

	Перепад температур воды в системе теплоснабжения, С					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
V	31	28.2	24.2	23.2	21.6	18.2

Объем воды в системе вентиляции:

Значение удельного объема воды (v) в системе вентиляции при различных перепадах температур:

	Перепад температур воды в системе Теплоснабжения, С					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
V	8,5	7,5	6,5	6	5,5	4,4

Объем воды в системе ГВС

Удельный объем воды (v) на заполнение местных систем горячего водоснабжения при открытой системе теплоснабжения определяется из гидравлического расчета (м³ч)/Гкал.

Суммарный объем воды

Суммируются объем воды в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплоснабжения.

Анализ переключений

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MSExcel или HTML.

Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

- 1) Запускается решение «Коммутационных задач»;
- 2) Выполняется выбор «Анализа переключений»;
- 3) Выполняется вызов диалога настроек программы;
- 4) Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети.

После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети.

- 5) Выполняется выбор необходимого переключения.

Виды переключений:

- «Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;
- «Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;
- «Изолировать от источника»- режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура;

б) Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета. Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Далее осуществляется «Поиск в слое-подложке», который позволяет определить в заданном слое-подложке (обычно слой зданий) объекты, местоположение которых совпадает с местоположением потребителей в слое сети. Результаты поиска отображаются на карте в виде тематической раскраски объектов слоя- подложки и выводятся в отчет.

Необходимые условия поиска:

- «Всех в сети» - осуществляется поиск потребителей, входящих в текущую группу в слое сети;
- «Из группы» - осуществляется поиск потребителей, входящих в текущую группу в слое сети;
- «Из списка»- осуществляется поиск потребителей, которые добавлены в список.

Необходимые настройки:

- выполняется вызов диалога «Настройка»;
- запускается выполнение «Коммутационных задач»;
- запускается выполнение «Настройки».

Открывшийся диалог настроек имеет следующие вкладки:

- «Слой сети». Выбирается нужный слой и вид (Тепловая сеть) сети.
- «Анализ переключений». В списке «Выберите типы объектов сети, участвующие в анализе» включается перечень всех типов элементов для выбранного слоя сети.

Раздел 12. Решения по бесхозным тепловым сетям

По бесхозным тепловым сетям, сведения о которых приведены в Главе 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Тома №2 «Обосновывающие материалы» к схеме теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской области на период 2026-2031 годы предлагаются следующие решения: В соответствии с ФЗ РФ №190 «О теплоснабжении», Статья 15, п.6:

- 1) В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.
- 2) Произвести анализ на наличие подключенной нагрузки на участках тепловых сетей, не имеющих владельца;
- 3) В случае, если подтвердится подключенная нагрузка либо планируется использование данного участка для подключения потребителей, то данный участок тепловых сетей должен быть подключен к магистральным теплопроводам.
- 4) В противном случае должен быть произведен демонтаж трубопроводов.

Раздел 13. «Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетических систем России, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения, городского округа, города федерального значения»

а) 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.

В Ульяновской области действует Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства «Об утверждении региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций в Ульяновской области на 2021 - 2030 годы», утверждённая Губернатором Ульяновской области от

21.06.2021г. № 55. В соответствии с программой газификации на период до 2030 года предусмотрено развитие газораспределительных сетей в городе Димитровграде Ульяновской области.

б) Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.

По состоянию на 2025 г. информация о наличии проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии, расположенных в городе Димитровграде Ульяновской области отсутствует. Все котельные города Димитровграда Ульяновской области в качестве основного топлива использует сетевой природный газ (исключение котельные ООО «Аврора плюс» работают на твердом топливе, природный газ –резервное топливо).

в) Предложения по корректировке утвержденной региональной 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 утвержденной Региональной программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций в Ульяновской области на 2021- 2030 годы, для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не требуется.

г) описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденных схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а в период до утверждения таких схемы и программы в 2023 году (в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в 2024 году) - также утвержденных схемы и программы развития Единой энергетической системы России, схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена соответствующая технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и решений по реконструкции, техническому перевооружению, модернизации, не связанных с увеличением установленной генерирующей мощности, и выводу из эксплуатации генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующее в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения.

На источнике тепловой энергии ТЭЦ ООО «НИИАР-Генерация» осуществляется комбинированная выработка тепловой и электрической энергии. Вырабатываемая электрическая энергия используется для собственных нужд источника и реализуется в энергосистему города Димитровграда Ульяновской области. Вывод из эксплуатации ГПУ на ТЭЦ ООО «НИИАР-Генерация» не желателен, так как приведёт к снижению надёжности электроснабжения котельной, снижению резерва мощности котельной с 35% до 25% и увеличению тарифа на тепловую энергию.

д) обоснованные предложения по строительству (реконструкции, связанной с увеличением установленной генерирующей мощности) генерирующих объектов,

функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения покрытия перспективных тепловых нагрузок для их рассмотрения при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а также при разработке (актуализации) генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики - при наличии таких предложений по результатам технико-экономического сравнения вариантов покрытия перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии на территории города Димитровграда Ульяновской области, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено. Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не целесообразно по причине отсутствия случаев отказа подключения потребителей к существующим электрическим сетям.

е) описание решений о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.

В схеме водоснабжения и водоотведения города Димитровграда Ульяновской области на период 2028 года предусмотрены решения (мероприятия) по развитию систем водоснабжения города, в том числе по реконструкции и замене водопроводных сетей и водозаборных сооружений.

Вышеуказанные мероприятия направлены на повышение надёжности и качества водоснабжения всех потребителей, в том числе и источников тепловой энергии.

ж) предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

Схема водоснабжения и водоотведения города Димитровграда Ульяновской области актуализирована в 2024 году. Корректировка утвержденной схемы водоснабжения, для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не требуется.

Раздел 14. «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»

а) Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение и т.д.) и ориентированы на определенный период времени.

Индикаторы развития каждой котельной города Димитровграда Ульяновской области в ретроспективном периоде приведены в таблице. Фактические показатели за 2020г. и плановые значения целевых показателей, определенные с учётом реализации проектов по развитию систем теплоснабжения города Димитровграда Ульяновской

области представлены в таблице. Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

б) Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

Анализ изменений (фактических данных) значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения не выполнялся, так как за период с 2020 г. (год актуализации схемы теплоснабжения) по 2025 г. проекты схемы теплоснабжения не реализовывались

Раздел 15. «Ценовые (тарифные) последствия»

Реализация проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогнозируемая динамика тарифов на тепловую энергию приведена в таблице и наглядно отражена на рис. 7 и 8. Прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию для населения при реализации проекта "Г1" выполнен с учётом п. 14 постановления Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», а именно: «При осуществлении плана проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и в целях реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности период сохранения регулируемой организацией дополнительных средств, полученных ею вследствие снижения затрат, составляет 2 года после окончания срока окупаемости указанных мероприятий».

Выводы: Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения не превышает прогнозируемый уровень инфляции (ист. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года).