



Схема теплоснабжения МО «Город Астрахань» на период до 2031 г.

Книга 14
Утверждаемая часть.

МО «Город Астрахань», 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц.....	3
Перечень рисунков	7
Введение	8
Общая часть.	11
1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах города	15
2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	26
3. Перспективные балансы теплоносителя.	56
4. Основные положения технической политики МО «Город Астрахань».	62
5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	65
6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.	75
7. Перспективные топливные балансы	90
8. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	100
9. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации.....	105
10. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	126
11. Решения по бесхозным тепловым сетям.....	127
Заключение.....	128

Перечень таблиц

Таблица 14.1 – Общая площадь зданий города Астрахани	13
Таблица 14.2 - Показатели прироста общей площади ЖКС в период 2016-2031 гг. с распределением по планировочным районам.....	18
Таблица 14.3 – Прогноз прироста тепловой нагрузки в период 2016-2031 гг.	21
Таблица 14.4- Прирост тепловых нагрузок в 2016-2031 гг.	22
Таблица 14.5 - Прирост тепловых нагрузок потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) в период 2016-2031 гг. в существующих зонах теплоснабжения энергоисточников МО «Город Астрахань».....	25
Таблица 14.6 - Прирост тепловых нагрузок потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) на каждом этапе в существующих зонах теплоснабжения энергоисточников МО «Город Астрахань».....	25
Таблица 14.7 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу за 2016 г.	27
Таблица 14.8 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» за 2016 г.....	28
Таблица 14.9 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2016 г.....	29
Таблица 14.10 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2016 г.	30
Таблица 14.11 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2017 г.	31
Таблица 14.12 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2017 г.	32
Таблица 14.13 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2017 г.....	33
Таблица 14.14 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2017 г.	34
Таблица 14.15 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2018 г.	35
Таблица 14.16 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2018 г.	36
Таблица 14.17 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2018 г.....	37
Таблица 14.18 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2018 г.	38

Таблица 14.19 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2019 г.	39
Таблица 14.20 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2019 г.	40
Таблица 14.21 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2019 г.	41
Таблица 14.22 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2019 г.	42
Таблица 14.23 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2020 г.	43
Таблица 14.24 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2020 г.	44
Таблица 14.25 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2020 г.	45
Таблица 14.26 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2020 г.	46
Таблица 14.27 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2021-2025 г.	47
Таблица 14.28 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2021-2025 г.	48
Таблица 14.29 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за 2021-2025 г.	49
Таблица 14.30 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2021-2025 г.	50
Таблица 14.31 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2026-2031 г.	51
Таблица 14.32 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» на 2026-2031 г.	52
Таблица 14.33 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2026-2031 г.	53
Таблица 14.34 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2026-2031 г.	54
Таблица 14.35 - Балансы производительностей ВПУ.	59
Таблица 14.35.1 – Основные мероприятия, направленные на осуществление технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань».	63
Таблица 13.36 - Мероприятия, необходимые для реализации проекта перевода тепловой нагрузки Котельных №1, 53 и 36, 48 и ЦГК на АТЭЦ-2.	71

Таблица 14.37 – Максимальная перспективная дальность транспорта тепловой энергии от энергоисточников.....	74
Таблица 14.38 - Новое строительство участков тепловых сетей для теплоснабжения приростов тепловой нагрузки под жилищную и комплексную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	75
Таблица 14.39 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№53,36,1, 48, ЦГК и котельной «Покровская» на АТЭЦ-2.....	78
Таблица 14.40 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№2,10 на котельную №б.....	79
Таблица 14.41 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№2,10 на котельную №б.....	80
Таблица 14.42 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельную №3 на котельную №16.	80
Таблица 14.43 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№9,51,52 на котельную №12.....	81
Таблица 14.44 - Участки тепловых сетей от АТЭЦ-2, рекомендуемые для нового строительства с целью повышения надежности теплоснабжения.....	82
Таблица 14.45 - Перечень участков тепловых сетей, рекомендуемых к реконструкции с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	83
Таблица 14.46 - Перечень участков тепловых сетей, рекомендуемых к реконструкции, в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	84
Таблица 14.47 - Модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения.....	85
Таблица 14.48 - Характеристика понизительной насосной станции (ПНС) до реконструкции.	85
Таблица 14.49 - Характеристика понизительной насосной станции (ПНС) после реконструкции.	85

Таблица 14.50 - Ожидаемые основные технико-экономические показатели теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций МО «Город Астрахань» на 2031 г.	91
Таблица 14.51 - Максимально-часовые и годовые расходы основного вида топлива, необходимого для обеспечения нормативного функционирования теплоисточников МО «Город Астрахань», на 2031 г.	98
Таблица 14.52 - Прогнозные значения нормативных запасов топлива на энергоисточниках МО «Город Астрахань» на 2031 г.	99
Таблица 14.53 - Предлагаемый сводный план финансирования по мероприятиям, предложенным в схеме теплоснабжения.	101
Таблица 14.54 - Реестр существующих технологически изолированных зон действия источников на территории муниципального образования «Город Астрахань».	106
Таблица 14.55 - Реестр утвержденных единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения с указанием номера зон деятельности МО «Город Астрахань», согласно критериям и порядку определения ЕТО «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации».	115

Перечень рисунков

Рисунок 14.1. – Карта территориального деления по планировочным районам МО «Город Астрахань» по состоянию на 2015 г.....	12
Рисунок 14.2 – Распределение общей площади зданий ЖКС города по планировочным районам.....	14
Рисунок 14.3 – Динамика прироста общей площади жилых и общественных зданий в период 2016-2031 гг. в соответствии с Генеральным планом.	16
Рисунок 14.4 – Прирост общей площади ЖКС в период 2016-2031 гг.....	19
Рисунок 14.5 – Прирост общей площади жилых зданий в период 2016-2031 гг.....	19
Рисунок 14.6 – Прирост общей площади общественно-деловых зданий в период 2016-2031 гг.	20
Рисунок 14.7 – Динамика прироста тепловых нагрузок в период 2016-2031 гг.	22
Рисунок 14.8 – Прирост тепловых нагрузок в период 2016-2031 гг.....	23
Рисунок 14.9 – Прирост тепловых нагрузок жилой застройки в период 2016-2031 гг.....	24
Рисунок 14.10 – Прирост тепловых нагрузок общественной застройки в период 2016-2031 гг.	24
Рисунок 14.11 – Распределение тепловых нагрузок по планировочным районам на 2031 г.....	55
Рисунок 14.12. – Покрытие тепловых нагрузок на 2031 г.	55
Рисунок 14.13 – Распределение установленной производительности ВПУ подпитки теплосети по источникам теплоснабжения города.	56
Рисунок 14.14 – Распределение фактической подпитки теплосети по источникам теплоснабжения.....	57
Рисунок 14.15 - Карта-схема, основных утверждаемых зон деятельности ЕТО на территории МО «Город Астрахань».	125

Введение

«Схема теплоснабжения МО «Город Астрахань» на период до 2031 года» (далее Схема) разработана на основании Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.

Схема выполнена в границах муниципального образования «Город Астрахань» и в дальнейшем будет скорректирована, после утверждения градостроительных документов территориального планирования на период до 2031 г.

Схема разработана в соответствии со следующими документами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 (ред. от 02.07.2013) № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- «Генеральный план развития города Астрахани до 2025 года», утвержденный решением Городской Думы муниципального образования "Город Астрахань" от 19.07.2007 №82

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

- постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

При выполнении работы использовались следующие документы:

- «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р;

- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г.», одобренная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 N 215-р;

- проект «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года», одобренный Правительством Российской Федерации, 2010 г.;

- «Схема и программа развития ЕЭС России на 2013-2019 года», утверждённая приказом Минэнерго России от 19.06.2013 № 309;

- Распоряжение Губернатора Астраханской области от 27.04.2015 N 303-р "Схема и программа развития электроэнергетики Астраханской области на 2016 - 2020 годы", утверждённая распоряжением Губернатора Астраханской области от 27.04.2014 № 303-р;

- «Перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности», утвержденный распоряжением Правительства РФ от 11.08.2010 (ред. от 10.09.2012) № 1334-р;

Целью данной работы является разработка технических мероприятий по реконструкции систем генерации и транспорта тепловой энергии муниципального образования «Город Астрахань» на период до 2031 года с учетом обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей.

Схема теплоснабжения определит стратегию и единую политику перспективного развития централизованных систем теплоснабжения города.

Схемы разрабатывались на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

В последние годы наряду с системами централизованного теплоснабжения растет количество потребителей с системами децентрализованного теплоснабжения, в основном, за счёт развития систем централизованного газоснабжения с подачей газа крышным или пристроенным котельным или непосредственно в квартиры жилых зданий, где за счёт его сжигания в топках котлов, газовых водонагревателях, квартирных генераторах тепла может быть получено тепло, одновременно, для отопления, горячего водоснабжения, а также для приготовления пищи.

Разработка схемы теплоснабжения МО «Города. Астрахани» до 2031 г. позволит:

- остановить углубление кризисных явлений в тепловом хозяйстве города;
- обеспечить тепловую безопасность города с учетом устойчивого и ускоренного развития промышленного и инфраструктурного секторов экономики;
- определить ориентиры для формирования задач и решений по управлению и реформированию теплового хозяйства;
- разработать и ввести в действие механизмы практической реализации намеченных мероприятий;
- повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе высокоэффективных технологий и оборудования;
- достижения высокого уровня комфорта в жилых, общественных и производственных помещениях, включая количественный и качественный рост комплекса услуг по теплоснабжению (отопление, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение);

Главной социально-экономической целью развития теплового хозяйства МО «Город Астрахань», является надежное и качественное теплоснабжение потребителей и необходимое не превышение суммы оплаты коммунальных услуг 6-8% от общего дохода семьи.

По зарубежным данным, в этом случае услуги оплачивают 95% жителей. Если же сумма оплаты коммунальных услуг возрастает до 22-28%, можно ожидать оплаты лишь от 45% жителей.

Результаты данной работы подлежат уточнению с учетом развития присоединённых территорий после утверждения градостроительных документов территориального планирования. Также необходима ежегодная актуализация и сопоставление возможности реализации всех предложений по проекту.

Общая часть.

МО «Город Астрахань» — административный центр Астраханской области. Старейший экономический и культурный центр Нижнего Поволжья и Прикаспия. Часто называется южным форпостом России и Каспийской столицей.

Город разделён на 4 административных района: Кировский, Советский, Ленинский и Трусовский. Население города — 532 699 чел. Площадь города 208,7 км².

На базе сложившихся жилых образований и с учетом проектных предложений в МО «Город Астрахань» выделено семь планировочных районов в Генеральном плане г. Астрахани. Критериями при выделении планировочных районов послужили: их планировочная целостность; наличие естественных природных и планировочных границ; функциональная значимость района; оценка транспортных условий. Границы районов были, в основном, проведены по рекам и железным дорогам, которые являются наиболее мощными преградами для градостроительного развития.

Далее существующее территориальное деление МО «Город Астрахань» по планировочным районам по состоянию на 2015 г. в схеме теплоснабжения МО «Город Астрахань» принято за расчетные элементы территориального деления. При этом наименьшим элементом территориального деления принят планировочный район.

Карта территориального деления по планировочным районам МО «Город Астрахань» по состоянию на 2015 г. представлена на рисунке 14.1.

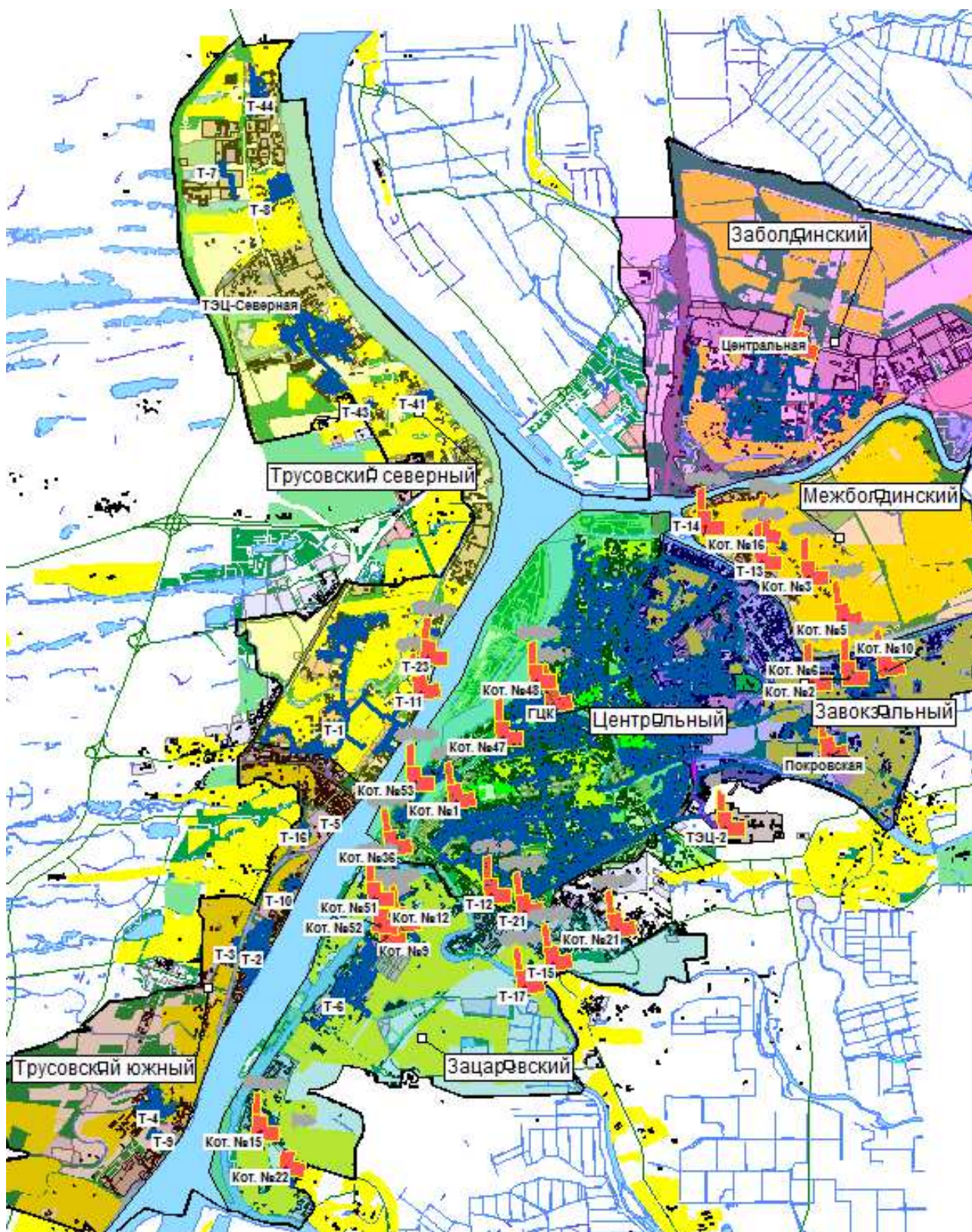


Рисунок 14.1. – Карта территориального деления по планировочным районам МО «Город Астрахань» по состоянию на 2015 г.

По состоянию на 2015 г. общая площадь зданий МО «Город Астрахань» составила 9,589 млн. м², в том числе:

- жилые здания – 7,83 млн. м² (81,66 %);
- общественные здания – 1,759 млн. м² (18,34 %).

Распределение общей площади по планировочным районам представлено в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Общая площадь зданий города Астрахани

Наименование планировочного района	Общая площадь, тыс. м²
Центральный	3225.70
Жилая многоквартирная застройка	2758
Общественно-деловые здания	468
Завокзальный	1818.00
Жилая многоквартирная застройка	1529
Общественно-деловые здания	289
Зацаревский	804.00
Жилая многоквартирная застройка	658
Общественно-деловые здания	146
Межболдинский	542.50
Жилая многоквартирная застройка	432
Общественно-деловые здания	111
Заболдинский	621.60
Жилая многоквартирная застройка	435
Общественно-деловые здания	187
Трусовский северный	1535.50
Жилая многоквартирная застройка	1195
Общественно-деловые здания	341
Трусовский южный	1041.23
Жилая многоквартирная застройка	824
Общественно-деловые здания	217
Итого:	9589
Жилая многоквартирная застройка	7829.9
Общественно-деловые здания	1758.6

Более 68% застройки города приходится на многоэтажные здания.

Доля малоэтажных зданий (индивидуальная жилая застройка) составляет 31,8 %.

Распределение общей площади зданий ЖКС города по административным округам представлено на рисунке 14.2.

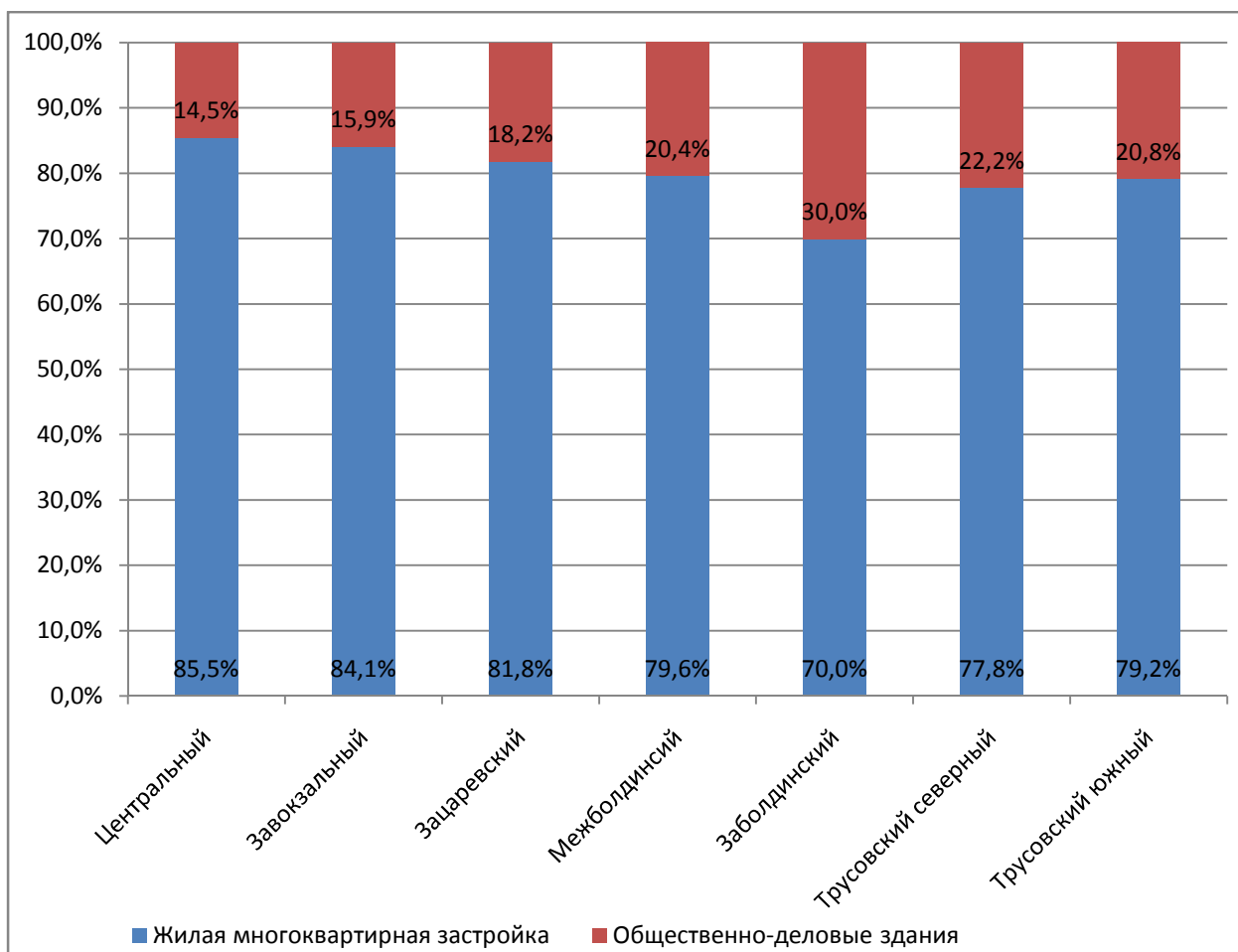


Рисунок 14.2 – Распределение общей площади зданий ЖКС города по планировочным районам.

1. Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах города

1.1. Площадь строительных фондов и прироста площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления.

Для определения базового уровня потребления тепла была разработана электронная модель системы теплоснабжения на базе ГИС Zulu. В рамках данной работы была выполнена графическая визуализация всех объектов системы теплоснабжения города Астрахани с привязкой к масштабной карте города, включая источники тепловой энергии, участки тепловых сетей, насосные станции, тепловые камеры и потребителей тепла.

Совместно с графической частью создавалась база данных по объектам системы теплоснабжения города Астрахани. Созданная электронная модель системы теплоснабжения является одним из основных инструментов для определения существующего потребления тепла по районам с привязкой к энергоисточникам. В качестве базового уровня приняты данные по объектам системы теплоснабжения за 2015 г., величина потребления тепловой энергии в МО «Город Астрахань» за 2015 г. составила 2586 тыс. Гкал.

Данные о намечаемых объёмах ввода объектов ЖКС в период 2016-2031 гг. формировались на основании материалов Генерального плана развития города Астрахани до 2025 года (далее - Генеральный план), утвержденный решением Городской Думы муниципального образования "Город Астрахань" от 19.07.2007 №82.

В связи с отсутствием исходных данных по развитию территории г. Астрахани после 2025 г. прирост тепловой нагрузки в период 2026-2031 гг. принят таким же как в период 2021-2025 гг.

По состоянию на 2015 г. общая площадь зданий города Астрахани составила 9,589 млн. м², в том числе:

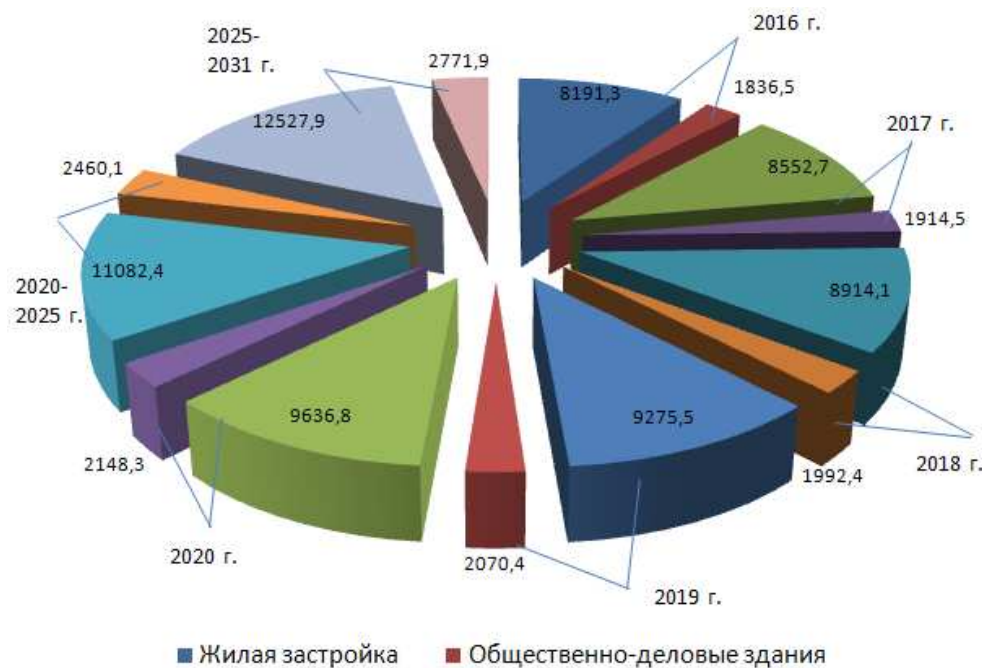
- жилые здания – 7,83 млн. м² (81,66%);
- общественно–деловые здания – 1,759 млн. м² (18,34%).

Суммарная общая площадь зданий ЖКС на 2031 г. в соответствии с Генеральным планом составит 15299,8 тыс. м², в том числе:

- жилые здания – 12527,9 тыс. м²;
- общественно–деловые здания – 2771,9 тыс. м².

Динамика прироста общей площади жилых и общественных зданий в период 2016-2031 гг. в соответствии с Генеральным планом представлена на рисунке 14.3.

Рисунок 14.3 – Динамика прироста общей площади жилых и общественных зданий в период 2016-2031 гг. в соответствии с Генеральным планом.



На базе сложившихся жилых образований и с учетом проектных предложений в Астрахани выделено семь планировочных районов в Генеральном плане г. Астрахани. Критериями при выделении планировочных районов послужили: их планировочная целостность; наличие естественных природных и планировочных границ; функциональная значимость района; оценка транспортных условий. Границы районов были, в основном, проведены по рекам и железным дорогам, которые являются наиболее мощными преградами для градостроительного развития.

Центральный планировочный район расположен "в сердце города", между линией железной дороги и Волгой, он включает в себя западную часть Кировского района, северную часть Советского района и юго-западную часть Ленинского района.

Завокзальный планировочный район расположен к востоку от центра города, за железной дорогой, он включает в себя восточную часть Кировского района и юго-восточную часть Ленинского района.

Межболдинский планировочный район - это часть территории Ленинского административного района, расположенная в междуречье Прямой Болды и Кривой Болды.

Заболдинский планировочный район расположен в северной части Ленинского района, за рекой Прямая Болда.

Зацаревский планировочный район расположен в Советском административном районе, к югу от реки Царев.

Северный Трусовский планировочный район расположен на правом берегу Волги, к северу от железнодорожной ветки на Гудермес и станции Трусово, он входит в состав Трусовского административного района.

Южный Трусовский планировочный район расположен на правом берегу Волги, к югу от железной дороги на Гудермес, он также входит в состав Трусовского административного района.

Показатели прироста общей площади ЖКС в период 2016-2031 гг. с распределением по планировочным районам представлены в таблице 14.2.

Таблица 14.2 - Показатели прироста общей площади ЖКС в период 2016-2031 гг. с распределением по планировочным районам.

Наименование планировочного района	Общая площадь, тыс. м ²	Прирост площади в 2016 г., тыс. м ²	Прирост площади в 2017 г., тыс. м ²	Прирост площади в 2018 г., тыс. м ²	Прирост площади в 2019 г., тыс. м ²	Прирост площади в 2020 г., тыс. м ²	Прирост площади в 2021-2026 гг., тыс. м ²	Прирост площади в 2026- 2031 гг., тыс. м ²	Всего за период 2016-2031 гг., тыс. м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центральный	3225,70	119,12	119,12	119,12	119,12	119,12	476,49	476,49	1548,6
Жилая многоквартирная застройка	2758	101,85	101,85	101,85	101,85	101,85	407,40	407,40	1324,0
Общественно-деловые здания	468	17,27	17,27	17,27	17,27	17,27	69,09	69,09	224,5
Завокзальный	1818,00	89,44	89,44	89,44	89,44	89,44	357,75	357,75	1162,7
Жилая многоквартирная застройка	1529	75,22	75,22	75,22	75,22	75,22	300,87	300,87	977,8
Общественно-деловые здания	289	14,22	14,22	14,22	14,22	14,22	56,88	56,88	184,9
Зацаревский	804,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Жилая многоквартирная застройка	658	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Общественно-деловые здания	146	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Межболдинсий	542,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Жилая многоквартирная застройка	432	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Общественно-деловые здания	111	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Заболдинский	621,60	43,77	43,77	43,77	43,77	43,77	175,06	175,06	569,0
Жилая многоквартирная застройка	435	30,62	30,62	30,62	30,62	30,62	122,48	122,48	398,1
Общественно-деловые здания	187	13,15	13,15	13,15	13,15	13,15	52,58	52,58	170,9
Трусовский северный	1535,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Жилая многоквартирная застройка	1195	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Общественно-деловые здания	341	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Трусовский южный	1041,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Жилая многоквартирная застройка	824	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Общественно-деловые здания	217	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Итого:	9589	252,33	252,3	252,3	252,3	252,3	1009,3	1009,3	3280,2
Жилая многоквартирная застройка	7829,9	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	830,7	830,7	2699,9
Общественно-деловые здания	1758,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	178,6	178,6	580,3

Предоставленные показатели прироста показывают, что наибольшее увеличение общей площади зданий намечается в Центральном районе (47 % от общей площади прироста) и в Завокзальном районе (36 %).

Рисунок 14.4 – Прирост общей площади ЖКС в период 2016-2031 гг.

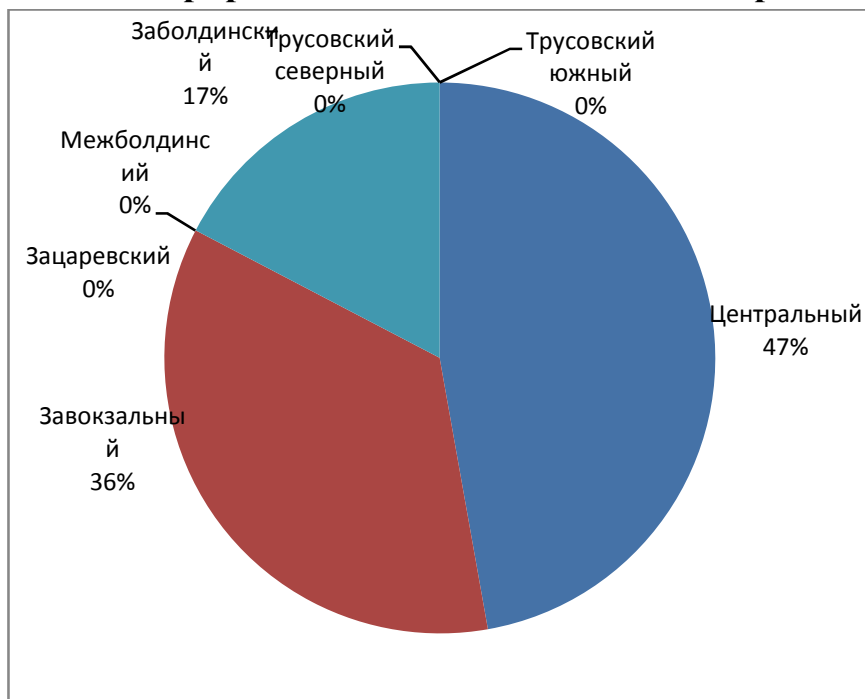
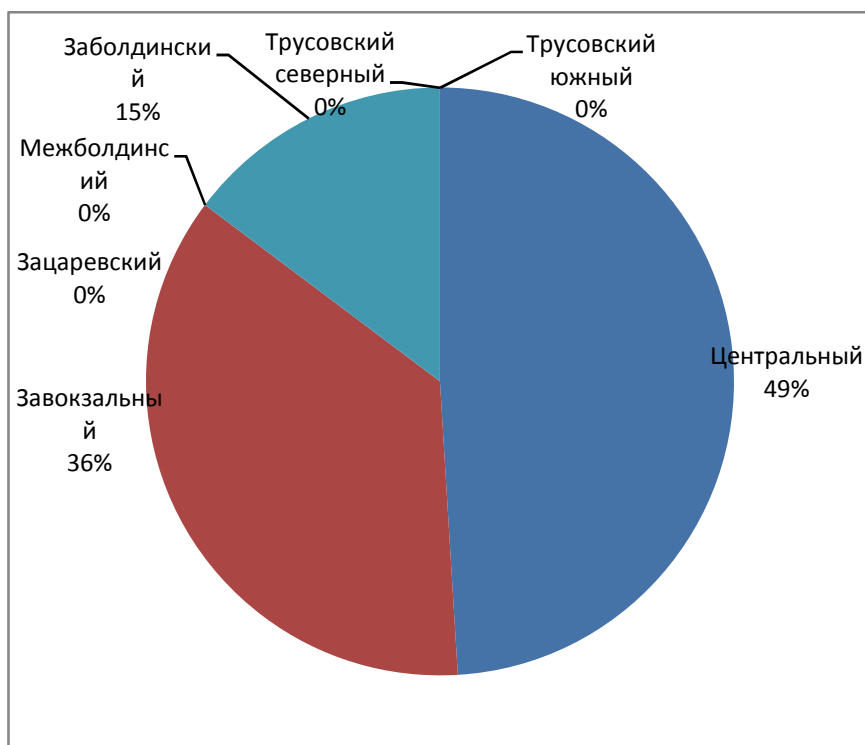


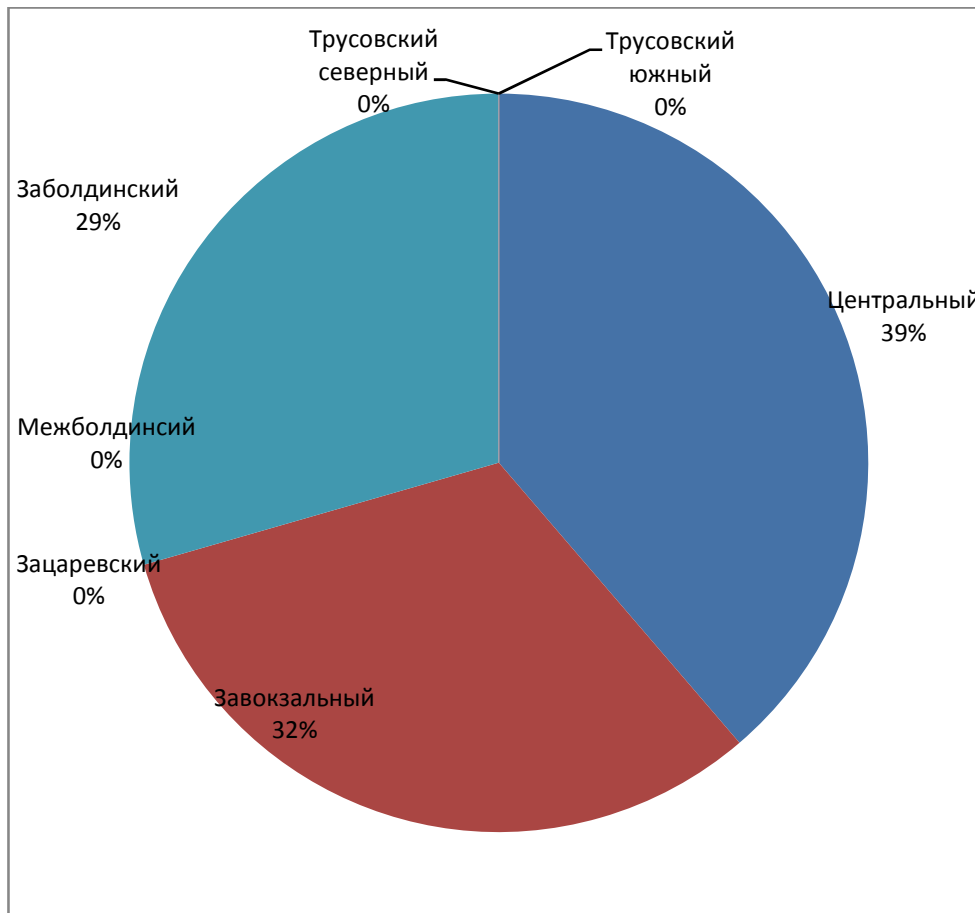
Рисунок 14.5 – Прирост общей площади жилых зданий в период 2016-2031 гг.



При этом наибольший прирост общей площади жилых зданий намечается в Центральном районе (49%) и Завокзальном (36%) (рисунок 14.5).

Наибольшее увеличение общей площади общественно-деловых зданий намечается в Центральном (39%) и Завокзальном (32%) планировочных районах (рисунок 14.6).

Рисунок 14.6 – Прирост общей площади общественно-деловых зданий в период 2016-2031 гг.



1.2. Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления

Суммарный прирост тепловых нагрузок потребителей МО «Горд Астрахань» в период 2016-2031 гг. в горячей воде (без учета потерь в тепловых сетях) составит 162,92 Гкал/ч, в том числе:

- жилые здания – 138,69 Гкал/ч;
- общественные здания – 24,24 Гкал/ч.

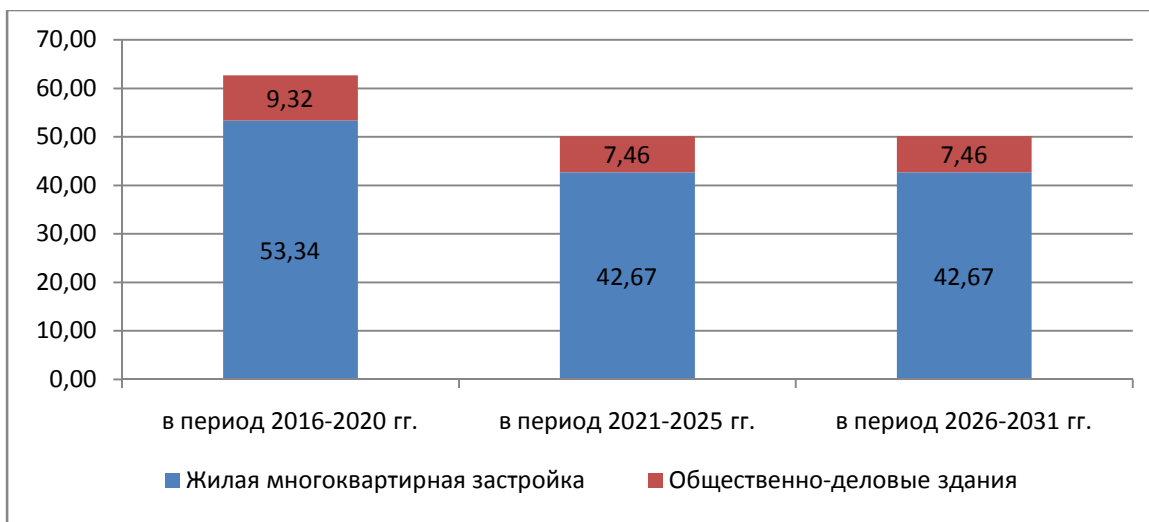
При расчете был проведен анализ ретроспективных показателей динамики изменения показателей жилого фонда и темпа ввода строительных фондов по прогнозу реализации Генерального плана МО «Город Астрахань». В соответствии с данным анализом, а также с учетом требований Постановления Правительства РФ №18 от 25.01.2011 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», принят показатель от прогноза реализации Генерального плана – 68,1%.

Динамика прироста тепловых нагрузок жилых и общественных зданий в период 2016-2031 гг. представлена в таблице 14.3 и на рисунке 14.7.

Таблица 14.3 – Прогноз прироста тепловой нагрузки в период 2016-2031 гг.

Наименование	Прирост тепловых нагрузок, Гкал/ч			
	в период 2016-2020 гг.	в период 2021-2025 гг.	в период 2026-2031 гг.	в период 2016-2031 гг.
Жилая многоквартирная застройка	53.34	42.67	42.67	138.69
Общественно-деловые здания	9.32	7.46	7.46	24.24
Всего:	62.66	50.13	50.13	162.92

Рисунок 14.7 – Динамика прироста тепловых нагрузок в период 2016-2031 гг.



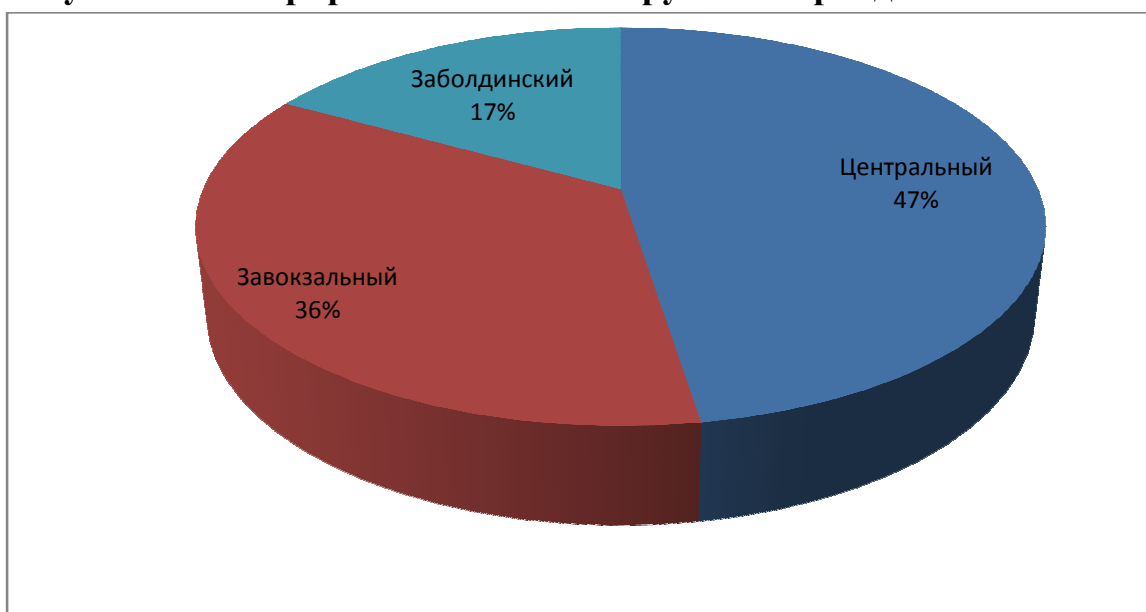
Показатели прироста тепловых нагрузок в 2016-2031 гг. с распределением по Планировочным районам представлены в таблице 14.4.

Таблица 14.4- Прирост тепловых нагрузок в 2016-2031 гг.

Наименование застройки	района	Прирост тепловых нагрузок, Гкал/ч			
		в период 2016-2020 гг.	в период 2021-2025 гг.	в период 2026-2031 гг.	в период 2016-2031 гг.
1		2	3	4	5
Центральный		29.77	23.81	23.81	77.39
Жилая многоквартирная застройка		26.16	20.93	20.93	68.01
Общественно-деловые здания		3.61	2.89	2.89	9.38
Завокзальный		22.29	17.83	17.83	57.95
Жилая многоквартирная застройка		19.32	15.45	15.45	50.23
Общественно-деловые здания		2.97	2.38	2.38	7.72
Зацаревский		0.00	0.00	0.00	0.00
Жилая многоквартирная застройка		0.00	0.00	0.00	0.00
Общественно-деловые здания		0.00	0.00	0.00	0.00
Межболдинский		0.00	0.00	0.00	0.00
Жилая многоквартирная застройка		0.00	0.00	0.00	0.00
Общественно-деловые здания		0.00	0.00	0.00	0.00
Заболдинский		10.61	8.49	8.49	27.58

Жилая многоквартирная застройка	7.86	6.29	6.29	20.45
Общественно-деловые здания	2.75	2.20	2.20	7.14
Трусковский северный	0.00	0.00	0.00	0.00
Жилая многоквартирная застройка	0.00	0.00	0.00	0.00
Общественно-деловые здания	0.00	0.00	0.00	0.00
Трусковский южный	0.00	0.00	0.00	0.00
Жилая многоквартирная застройка	0.00	0.00	0.00	0.00
Общественно-деловые здания	0.00	0.00	0.00	0.00
Итого:	62.66	50.13	50.13	162.92
Жилая многоквартирная застройка	53.34	42.67	42.67	138.69
Общественно-деловые здания	9.32	7.46	7.46	24.24

Рисунок 14.8 – Прирост тепловых нагрузок в период 2016-2031 гг.



Представленные показатели прироста тепловых нагрузок показывают, что наибольший рост тепловых нагрузок в период 2016-2031 гг. ожидается в Центральном районе (47 %) (рисунок 14.8).

Рисунок 14.9 – Прирост тепловых нагрузок жилой застройки в период 2016-2031 гг.

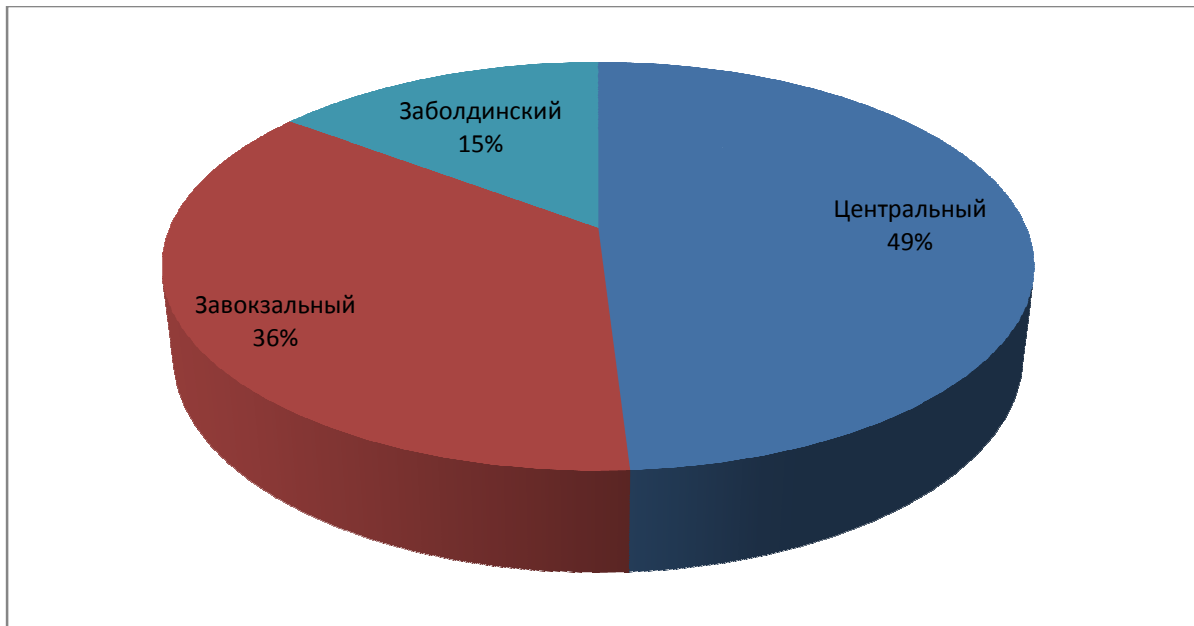


Рисунок 14.10 – Прирост тепловых нагрузок общественной застройки в период 2016-2031 гг.

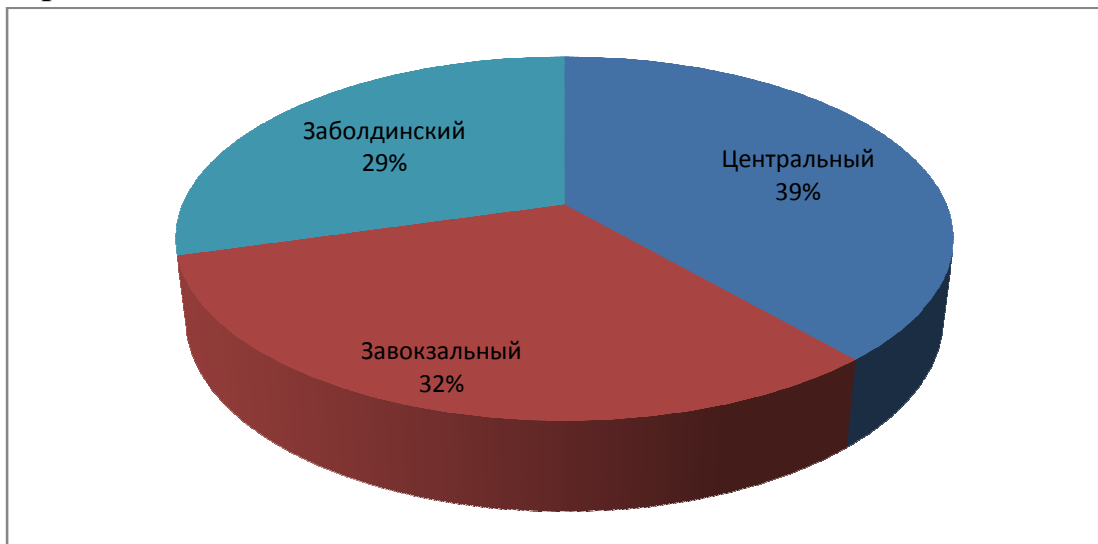


Таблица 14.5 - Прирост тепловых нагрузок потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) в период 2016-2031 гг. в существующих зонах теплоснабжения энергоисточников МО «Город Астрахань».

№ п/п	Наименование	Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч		
		Отопление и вентиляция	ГВС	Всего:
1	АТЭЦ-2	107,01	28,33	135,34
2	ПГУ-235 (Котельная Центральная)	22,45	5,13	27,58
ИТОГО:		129,46	33,46	162,92

Таблица 14.6 - Прирост тепловых нагрузок потребителей (без учета потерь в тепловых сетях) на каждом этапе в существующих зонах теплоснабжения энергоисточников МО «Город Астрахань».

№ п/п	Источники	Прирост отопления и вентиляции, Гкал/ч	Прирост ГВС, Гкал/ч	Суммарный прирост нагрузки, Гкал/ч	Прирост отопления и вентиляции, Гкал/ч	Прирост ГВС, Гкал/ч	Суммарный прирост нагрузки, Гкал/ч
		2016, 2017, 2018, 2019, 2020			2021-2025, 2026-2031		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	АТЭЦ-2	8.233	2.175	10.408	32.927	8.718	41.645
2	ПГУ-235	1.727	0.395	2.121	6.909	1.579	8.488
ИТОГО:		9.96	2.57	12.53	39.84	10.30	50.13

2. Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Формирование баланса выполнено с учетом следующих основополагающих факторов:

- тепловые нагрузки ЖКС и промышленных предприятий города на расчетный 2031 г;

- данные по тепловой мощности энергоисточников с учётом максимального продления ресурса действующего оборудования на перспективу;

- нормативный уровень обеспечения надежности систем теплоснабжения (СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»).

В таблицах 14.7-14.34 представлены балансы тепловой нагрузки на 2016 - 2031 гг. с разбивкой по ведомственной принадлежности. В тепловых нагрузках тепловых источников учтены перспективы прироста тепловой нагрузки начиная с 2016 г. (включительно).

Таблица 14.7 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу за 2016 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	358.28	43.24	123.54	92.66	617.72
Потери в тепловых сетях	58.86	7.10	20.30	15.22	101.48
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	417.14	50.34	143.84	107.88	719.21
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	183.05				

Таблица 14.8 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» за 2016 г.

Наименование	ПГУ-235 (Котельная Центральная)	Котельная "Покровская"	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №9	Котельная №10	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47	Котельная №51	Котельная №52
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	92.01	7.87	2.51	0.52	0.24	6.25	1.00	1.83	6.22	2.15	0.10	4.37	3.96	1.09	0.88	1.04	0.06	4.85	3.62
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	9.97	1.60	0.50	0.09	0.02	0.63	0.00	0.22	0.64	0.24	0.00	0.53	0.39	0.22	0.20	0.08	0.00	0.88	0.26
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	101.98	9.47	3.01	0.61	0.26	6.87	1.00	2.05	6.86	2.40	0.10	4.90	4.35	1.32	1.08	1.12	0.06	5.73	3.87
Установленная тепловая мощность	131.8	75.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.6	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1	5.32	5.84
Располагаемая тепловая мощность	131.8	40.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.6	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1	5.32	5.84
Тепловая мощность нетто	131.6	40.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.5	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1	5.28	5.83
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	29.6	30.8	-0.4	-0.1	0.8	1.1	1.5	1.3	4.1	0.9	0.3	3.7	2.7	0.2	0.2	2.3	0.1	- 0.44	1.96

Таблица 14.9 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» за 2016 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-4	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Суммарная тепловая нагрузка потребителю	61.3	16.3	2.3	8.6	30.5	2.0	0.7	1.7	0.7	0.4	0.1	0.4	0.8	0.9	0.1	0.2	1.2	1.2	0.2	2.1	0.2	0.4	0.5	0.4	0.3	6.8
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.2	1.6	0.2	0.6	1.7	0.9	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.6
Присоединенная тепловая нагрузка	64.6	17.9	2.5	9.2	32.2	2.9	0.9	1.8	0.8	0.4	0.1	0.5	0.9	1.0	0.1	0.2	1.5	1.3	0.2	2.5	0.2	0.4	0.5	0.6	0.4	7.4
Установленная тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	5.3	90.0	6.5	4.3	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Располагаемая тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	3.7	78.0	5.5	3.0	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	3.5	75.1	5.2	2.4	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	-5.7	42.9	2.3	1.6	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.10 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2016 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.11 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2017 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	365.55	44.12	126.05	94.54	630.26
Потери в тепловых сетях	58.87	7.10	20.30	15.22	101.50
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	424.42	51.22	146.35	109.76	731.75
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	170.50				

Таблица 14.12 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2017 г.

Наименование	ПУ-235	Котельная Покровская"	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №9	Котельная №10	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47	Котельная №51	Котельная №52
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	94.13	7.87	2.51	0.52	0.24	6.25	1.00	1.83	6.22	2.15	0.10	4.37	3.96	1.09	0.88	1.04	0.06	4.85	3.62
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	9.97	1.60	0.50	0.09	0.02	0.63	0.00	0.22	0.64	0.24	0.00	0.53	0.39	0.22	0.20	0.08	0.00	0.88	0.26
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	104.10	9.47	3.01	0.61	0.26	6.87	1.00	2.05	6.86	2.40	0.10	4.90	4.35	1.32	1.08	1.12	0.06	5.73	3.87
Установленная тепловая мощность	131.8	75.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.6	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1	5.32	5.84
Располагаемая тепловая мощность	131.8	40.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.6	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1	5.32	5.84
Тепловая мощность нетто	131.6	40.3	2.6	0.5	1.1	8.0	2.5	3.3	11.0	3.3	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1	5.28	5.83
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	27.5	30.8	-0.4	-0.1	0.8	1.1	1.5	1.3	4.1	0.9	0.3	3.7	2.7	0.2	0.2	2.3	0.1	-0.44	1.96

Таблица 14.13 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуналэнерго» за 2017 г.

Наименование	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т	отельная Т
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	51.34	16.29	2.27	8.62	30.53	1.97	0.69	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	0.56	1.69	0.92	0.20	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоединенная тепловая нагрузка	54.55	17.94	2.52	9.19	32.21	2.88	0.89	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Устан.тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	5.3	90.0	6.5	4.3	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Расп.тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	3.7	78.0	5.5	3.0	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	3.5	75.1	5.2	2.4	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	-5.7	42.9	2.3	1.6	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.14 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2017 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.15 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2018 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	377.38	45.55	130.13	97.60	650.65
Потери в тепловых сетях	61.42	7.41	21.18	15.88	105.89
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	438.79	52.96	151.31	113.48	756.54
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	145.71				

Таблица 14.16 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2018 г.

Наименование	ПГУ-235 (Котельная Центральная)	Котельная №2	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №10	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	96.25	2.51	0.24	6.25	1.00	6.22	12.45	0.10	4.37	4.48	1.09	0.88	1.04	0.06
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	9.96	0.50	0.02	0.63	0.00	0.64	1.60	0.00	0.53	0.48	0.22	0.20	0.08	0.00
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	106.22	3.01	0.26	6.87	1.00	6.86	14.05	0.10	4.90	4.96	1.32	1.08	1.12	0.06
Установленная тепловая мощность	131.8	2.6	1.1	8.0	2.6	11.0	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Располагаемая тепловая мощность	131.8	2.6	1.1	8.0	2.6	11.0	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Тепловая мощность нетто	131.6	2.6	1.1	8.0	2.5	11.0	19.5	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	25.4	-0.4	0.8	1.1	1.5	4.1	5.4	0.3	3.7	2.1	0.2	0.2	2.3	0.1

Таблица 14.17 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» за 2018 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	61.34	16.29	2.27	30.53	1.97	9.31	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	1.69	0.92	0.76	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоединенная тепловая нагрузка	64.55	17.94	2.52	32.21	2.88	10.08	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Уст.тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	90.0	6.5	12.9	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Расп.тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	78.0	5.5	12.9	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	75.1	5.2	12.3	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	42.9	2.3	2.2	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.18 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2018 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.19 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2019 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	384.65	46.42	132.64	99.48	663.19
Потери в тепловых сетях	61.42	7.41	21.18	15.88	105.89
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	446.06	53.84	153.81	115.36	769.07
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	133.18				

Таблица 14.20 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2019 г.

Наименование	ПУ-235	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	98.38	0.24	14.98	1.00	12.45	0.10	4.37	4.48	1.09	0.88	1.04	0.06
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	10.00	0.02	1.77	0.00	1.60	0.00	0.53	0.48	0.22	0.20	0.08	0.00
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	108.37	0.26	16.74	1.00	14.05	0.10	4.90	4.96	1.32	1.08	1.12	0.06
Установленная тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Располагаемая тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Тепловая мощность нетто	131.6	1.1	19.5	2.5	19.5	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	23.2	0.8	2.7	1.5	5.4	0.3	3.7	2.1	0.2	0.2	2.3	0.1

Таблица 14.21 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» за 2019 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Сумм.тепловая нагрузка потребителей	61.34	16.29	2.27	30.53	1.97	9.31	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	1.69	0.92	0.76	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоед. тепловая нагрузка	64.55	17.94	2.52	32.21	2.88	10.08	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Уст. тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	90.0	6.5	12.9	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Расп. тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	78.0	5.5	12.9	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	75.1	5.2	12.3	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	42.9	2.3	2.2	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.22 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2019 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.23 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2020 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	391.92	47.30	135.14	101.36	675.72
Потери в тепловых сетях	61.42	7.41	21.18	15.88	105.89
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	453.33	54.71	156.32	117.24	781.61
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	120.65				

Таблица 14.24 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2020 г.

Наименование	ПУ-235	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	100.50	0.24	14.98	1.00	12.45	0.10	4.37	4.48	1.09	0.88	1.04	0.06
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	10.00	0.02	1.77	0.00	1.60	0.00	0.53	0.48	0.22	0.20	0.08	0.00
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	110.50	0.26	16.74	1.00	14.05	0.10	4.90	4.96	1.32	1.08	1.12	0.06
Установленная тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Располагаемая тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Тепловая мощность нетто	131.6	1.1	19.5	2.5	19.5	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	21.1	0.8	2.7	1.5	5.4	0.3	3.7	2.1	0.2	0.2	2.3	0.1

Таблица 14.25 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» за 2020 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Сумм.тепловая нагрузка потребителей	61.34	16.29	2.27	30.53	1.97	9.31	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	1.69	0.92	0.76	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоединенная тепловая нагрузка	64.55	17.94	2.52	32.21	2.88	10.08	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Уст. тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	90.0	6.5	12.9	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Расп.тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	78.0	5.5	12.9	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	75.1	5.2	12.3	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	42.9	2.3	2.2	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.26 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2020 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.27 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2021-2025 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	420.99	50.81	145.17	108.88	725.85
Потери в тепловых сетях	60.19	7.26	20.76	15.57	103.78
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	481.19	58.07	165.93	124.44	829.63
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	72.62				

Таблица 14.28 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2021-2025 г.

Наименование	ПГУ-235 (Котельная Центральная)	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	108.99	0.24	14.98	1.00	12.45	0.10	4.37	4.48	1.09	0.88	1.04	0.06
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	10.01	0.02	1.77	0.00	1.60	0.00	0.53	0.48	0.22	0.20	0.08	0.00
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	118.99	0.26	16.74	1.00	14.05	0.10	4.90	4.96	1.32	1.08	1.12	0.06
Установленная тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Располагаемая тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Тепловая мощность нетто	131.6	1.1	19.5	2.5	19.5	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	12.6	0.8	2.7	1.5	5.4	0.3	3.7	2.1	0.2	0.2	2.3	0.1

Таблица 14.29 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» за 2021-2025 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	61.34	16.29	2.27	30.53	1.97	9.31	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	1.69	0.92	0.76	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоед.тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	64.55	17.94	2.52	32.21	2.88	10.08	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Уст. тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	90.0	6.5	12.9	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Расп.тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	78.0	5.5	12.9	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	75.1	5.2	12.3	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	42.9	2.3	2.2	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

Таблица 14.30 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2021-2025 г.

Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Присоединенная тепловая нагрузка	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Таблица 14.31 – Балансы тепловой нагрузки АТЭЦ-2 по каждому выводу на 2026-2031 г.

Наименование	Направление Софьи Перовской dy=1000 мм	Направление Софьи Перовской dy=700 мм	Направление ЮВ III dy=700 мм	Направление ЮВ II dy=800 мм	Всего по станции, Гкал/час
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	450.07	54.32	155.20	116.99	776.58
Потери в тепловых сетях	62.38	7.53	21.51	15.6	107.02
Всего присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь в тепловых сетях	512.45	61.85	176.71	132.59	883.6
Установленная тепловая мощность станции	910				
Располагаемая тепловая мощность станции	910				
Тепловая мощность нетто станции	902.255				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	18.66				

Таблица 14.32 – Балансы тепловой нагрузки котельных МУП г. Астрахани «Коммуэнерго» на 2026-2031 г.

Наименование	Котельная Т-1	Котельная Т-2	Котельная Т-3	Котельная Т-6	Котельная Т-8	Котельная Т-9	Котельная Т-10	Котельная Т-11	Котельная Т-12	Котельная Т-13	Котельная Т-14	Котельная Т-15	Котельная Т-17	Котельная Т-18	Котельная Т-19	Котельная Т-20	Котельная Т-21	Котельная Т-22	Котельная Т-23	Котельная Т-24	Котельная Т-25	Котельная Т-26	Котельная Т-41	Котельная Т-43	Котельная Т-44
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	61.34	16.29	2.27	30.53	1.97	9.31	1.68	0.72	0.38	0.12	0.44	0.84	0.90	0.05	0.20	1.25	1.22	0.16	2.13	0.24	0.39	0.51	0.44	0.30	6.85
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	3.22	1.64	0.24	1.69	0.92	0.76	0.11	0.05	0.01	0.02	0.07	0.06	0.10	0.00	0.00	0.22	0.08	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	0.16	0.05	0.60
Присоединенная тепловая нагрузка	64.55	17.94	2.52	32.21	2.88	10.08	1.80	0.77	0.39	0.14	0.50	0.90	1.00	0.05	0.20	1.47	1.30	0.16	2.54	0.24	0.39	0.51	0.60	0.36	7.45
Установленная тепловая мощность	113.7	22.6	5.0	90.0	6.5	12.9	5.2	2.0	0.5	0.2	1.6	1.1	1.6	0.1	0.3	1.7	1.7	0.2	3.4	0.5	0.5	0.9	0.8	0.5	13.3
Располагаемая тепловая мощность	100.7	19.4	3.4	78.0	5.5	12.9	3.7	1.4	0.4	0.2	1.4	1.0	1.2	0.0	0.3	1.6	1.5	0.2	3.0	0.5	0.5	0.9	0.7	0.4	11.3
Тепловая мощность нетто	96.9	17.9	3.2	75.1	5.2	12.3	3.3	1.2	0.4	0.2	1.3	0.9	1.1	0.0	0.3	1.5	1.5	0.2	2.9	0.5	0.5	0.9	0.6	0.3	9.9
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	32.3	0.0	0.7	42.9	2.3	2.2	1.5	0.4	0.0	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3	0.3	0.1	0.4	0.0	0.0	2.5

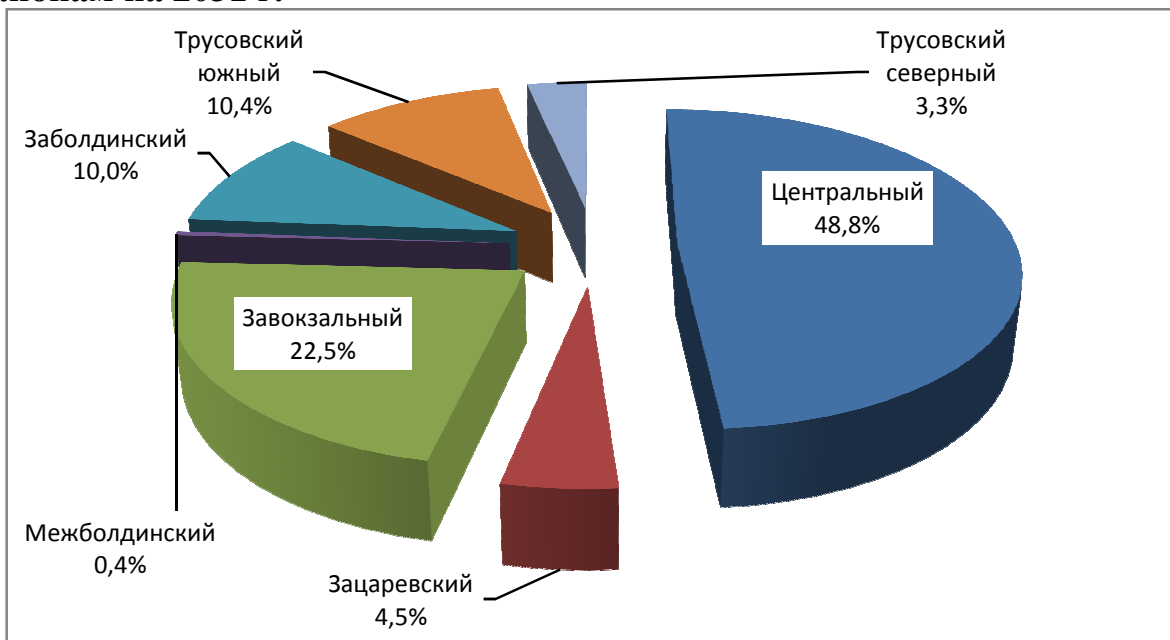
Таблица 14.33 – Балансы тепловой нагрузки котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на 2026-2031 г.

Наименование	ПГУ-235 (Котельная Центральная)	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №12	Котельная №13	Котельная №15	Котельная №16	Котельная №21	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №47
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	117.47	0.24	14.98	1.00	12.45	0.10	4.37	4.48	1.09	0.88	1.04	0.06
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	10.00	0.02	1.77	0.00	1.60	0.00	0.53	0.48	0.22	0.20	0.08	0.00
Присоединенная тепловая нагрузка	127.47	0.26	16.74	1.00	14.05	0.10	4.90	4.96	1.32	1.08	1.12	0.06
Установленная тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Располагаемая тепловая мощность	131.8	1.1	19.5	2.6	19.5	0.4	8.6	7.1	1.6	1.3	3.4	0.1
Тепловая мощность нетто	131.6	1.1	19.5	2.5	19.5	0.4	8.6	7.1	1.5	1.2	3.4	0.1
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	4.1	0.8	2.7	1.5	5.4	0.3	3.7	2.1	0.2	0.2	2.3	0.1

Таблица 14.34 – Балансы тепловой нагрузки ПАО «ТЭЦ-Северная» и ведомственных котельных за 2026-2031 г.

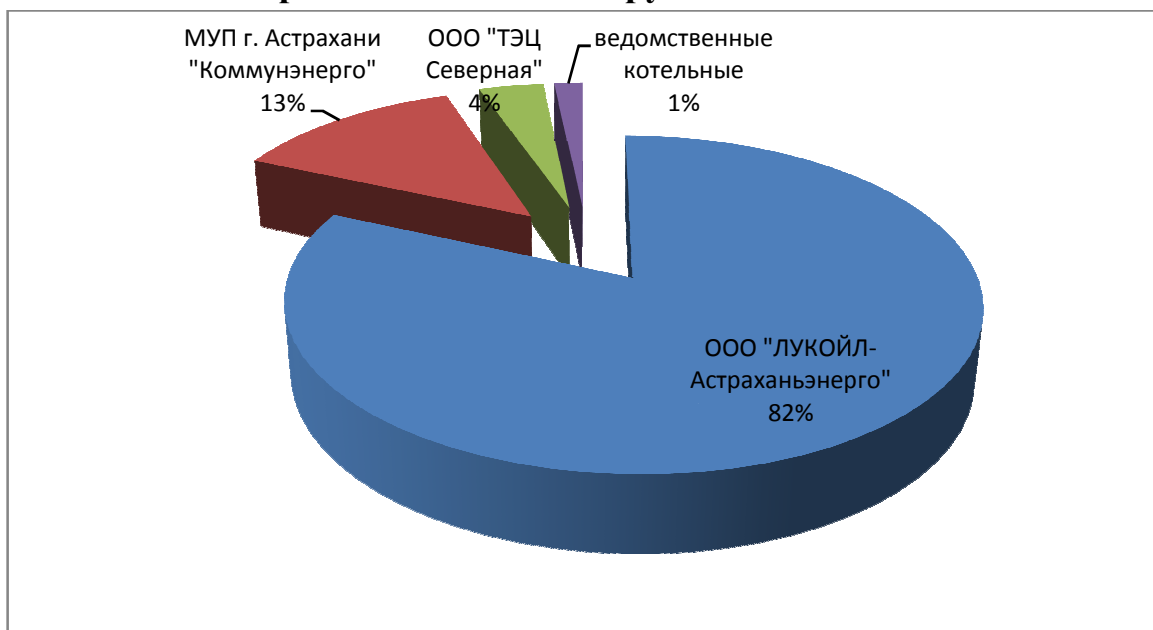
Наименование	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ПАО "ТЭЦ- Северная"
Суммарная тепловая нагрузка потребителей	5.20	15.20	4.80	45.40
Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0.01	0.61	0.11	3.85
Присоединенная тепловая нагрузка	5.21	15.81	4.91	49.25
Установленная тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	67.6
Располагаемая тепловая мощность	6.0	16.0	5.0	66.4
Тепловая мощность нетто	5.9	15.8	4.9	65.6
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0.7	0.0	0.0	16.3

Рисунок 14.11 – Распределение тепловых нагрузок по планировочным районам на 2031 г.



Наибольшие тепловые нагрузки сосредоточены в Центральном (48,8%) и Завокзальном (22,5%) районах.

Рисунок 14.12. – Покрытие тепловых нагрузок на 2031 г.



3. Перспективные балансы теплоносителя.

В данной главе на перспективу до 2031 г.. выявлены возможные дефициты или избытки производительностей ВПУ подпитки теплосети.

Сформированы балансы подпитки тепловых сетей и систем теплоснабжения потребителей МО «Города Астрахани».

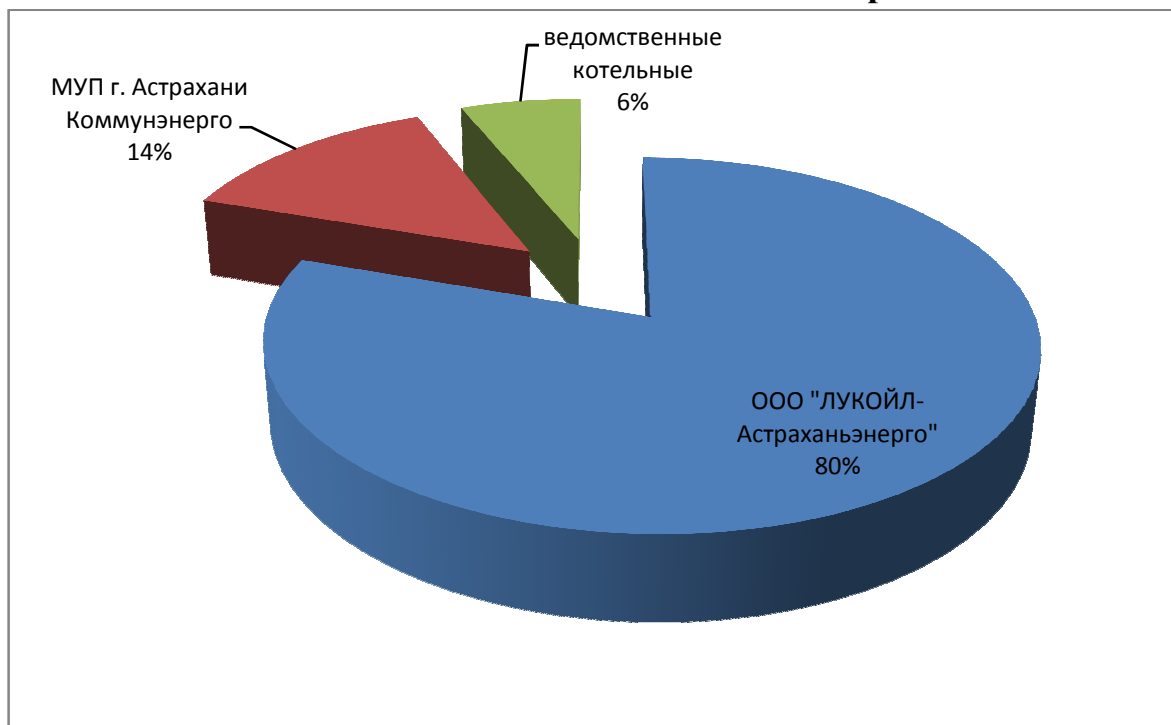
Производительность ВПУ подпитки тепловой сети зависит от объемов присоединенных к источнику тепловых сетей в соответствии с п. 6.16. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Изменения в балансах производительности ВПУ подпитки тепловой сети обусловлены следующими факторами:

- закрытие котельных ЦГК, №1, 2, 3, 9, 10, 36, 51, 52, 53.

Распределение установленных производительностей ВПУ подпитки тепловых сетей по источникам теплоснабжения показано на рисунке 14.13.

Рисунок 14.13 – Распределение установленной производительности ВПУ подпитки теплосети по источникам теплоснабжения города.



Основная доля установленной производительности ВПУ подпитки теплосети приходится на долю ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» и составляет 80%.

Распределение средних фактических объемов подпитки тепловых сетей по источникам теплоснабжения показано на рисунке 14.14.

Рисунок 14.14 – Распределение фактической подпитки теплосети по источникам теплоснабжения.



Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии прогнозировались исходя из следующих условий:

- переключение тепловых нагрузок и соответственно объемов подпитки тепловых сетей и систем теплоснабжения потребителей между теплоисточниками;

- ликвидация малых котельных;

- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения изменяется в соответствии с темпом реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему и требованиями Федерального закона от 07.12.2011 №417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

В расчетах принято, что до 2021 г. все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут постепенно переведены на закрытую схему присоединения ГВС. В расчетах учтено также, что при переходе на закрытую схему теплоснабжения сократится только подпитка

тепловой сети в размере теплоносителя, потребляемого на нужды горячего водоснабжения;

- перспективные потери теплоносителя при его передаче по тепловым сетям приняты в соответствии с п. 4.12.30 «Правил технической эксплуатации Электрических станций и сетей Российской Федерации» 2003г. Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в час в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Таблица 14.35 - Балансы производительностей ВПУ.

№ п/п	Источники	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Собственные нужды, т/ч	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв	Расход	Резерв
				воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)	воды на подпитку, т/ч	(+), (-)
				2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021-2025 г.		2026-2031 г.							
1	АТЭЦ-2	2750	55.0	1029.96	1665.04	1061.42	1633.58	878.78	1816.22	415.27	2279.73	371.36	2323.63	327.45	2367.54	148.24	2546.76	112.03	2637.97
2	ЦГК	20	0.4	111.80	-92.20	вывод из эксплуатации, в зоне действия АТЭЦ-2													
3	ПГУ-235 (Кот. Центральная)	147	2.0	14.50	130.50	15.66	129.34	15.15	129.85	14.64	130.35	14.13	130.35	13.63	130.35	13.12	131.88	13.87	133.13
4	Котельная "Покровская"	110	2.2	21.31	86.49	11.17	96.63	8.93	98.86	вывод из эксплуатации, в зоне действия АТЭЦ-2									
5	Котельная №1	100	2.0	40.32	57.68	вывод из эксплуатации, в зоне действия АТЭЦ-2													
6	Котельная №2	0.33456	0.0	0.35	-0.02	0.33	0.00	0.26	0.06	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №6									
7	Котельная №3	0.054	0.0	0.06	0.00	0.05	0.00	0.04	0.00	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №16									
8	Котельная №5	0.02142	0.0	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00
9	Котельная №6	80	0.0	1.82	-0.84	1.21	-0.22	1.19	-0.20	1.00	-0.01	0.85	-0.01	0.68	79.3	1.10	78.9	1.10	78,9
10	Котельная №7	1	0.0	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96	0.02	0.96
11	Котельная №9	0.194	0.0	0.20	0.00	0.19	0.00	0.16	0.03	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №12									
12	Котельная №10	62	1.2	12.15	48.61	6.45	54.31	5.16	55.60	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №6									
13	Котельная №12	1	0.0	0.22	0.75	0.22	0.76	0.22	0.76	1.48	-0.50	1.48	-0.50	1.48	-0.50	0.22	0.76	0.22	0.76
14	Котельная №13	0.02	0.0	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00
15	Котельная №15	0.48756	0.0	0.47	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00	0.48	0.00
16	Котельная №16	2.711	0.1	5.11	-2.45	2.71	-0.05	2.25	0.40	1.79	0.86	1.33	0.86	0.86	0.86	0.40	2.25	0.40	2.25

17	Котельная №21	1.348	0.0	2.51	-1.19	1.33	0.00	1.09	0.23	0.85	0.47	0.60	0.47	0.36	0.47	0.12	1.19	0.12	1.19
18	Котельная №22	0.1071	0.0	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00	0.11	0.00
19	Котельная №28	0.06732	0.0	0.06	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00	0.06	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00
20	Котельная №36	10	0.2	0.12	9.68	вывод из эксплуатации, в зоне действия АТЭЦ-2													
21	Котельная №47	0.074	0.0	0.13	-0.05	0.07	0.00	0.06	0.01	0.05	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.00	0.06	0.00	0.06
22	Котельная №48	0	0.0	0.02	-0.02	вывод из эксплуатации, в зоне действия АТЭЦ-2													
23	Котельная №51	7	0.1	0.62	6.24	0.60	6.25	0.48	6.37	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №12									
24	Котельная №52	0.324	0.0	0.33	-0.01	0.32	0.00	0.26	0.05	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной №12									
25	Котельная №53	11.3	0.2	3.62	7.45	вывод из эксплуатации, в зоне действия ТЭЦ-2													
ИТОГО:		3226.0	63.6	1245.84	1916.62	1102.42	1921.56	914.72	2109.20	435.76	2411.88	390.48	2455.78	345.18	2499.69	163.90	2683.74	163.90	2683.74
1	Котельная Т-1	320	6.4	120.00	193.60	68.36	245.24	55.75	257.84	43.14	270.45	30.54	270.45	17.93	270.45	5.32	308.27	5.32	308.27
2	Котельная Т-2	50	1.0	30.00	19.00	24.71	24.29	20.10	28.90	15.16	33.84	10.22	33.84	5.27	33.84	1.66	47.34	1.66	47.34
3	Котельная Т-3	10	0.2	5.00	4.80	0.15	9.65	0.15	9.65	0.15	9.65	0.15	9.65	0.15	9.65	0.15	9.65	0.15	9.65
4	Котельная Т-4	50	1.0	35.00	14.00	14.07	34.93	11.25	37.74	вывод из эксплуатации, в зоне действия котельной Т-9									
5	Котельная Т-6	50	1.0	25.00	24.00	9.08	39.91	7.30	41.69	5.52	43.47	3.74	43.47	1.96	43.47	0.18	48.82	0.18	48.82
6	Котельная Т-8	9	0.2	2.00	6.82	5.30	3.52	4.31	4.50	3.33	5.48	2.35	5.48	1.37	5.48	0.38	8.43	0.38	8.43
7	Котельная Т-9	8	0.2	2.00	5.84	0.44	7.40	0.38	7.46	0.32	7.52	0.26	7.52	0.20	7.52	0.14	7.70	0.14	7.70
8	Котельная Т-10	12	0.2	5.00	6.76	2.53	9.22	2.05	9.70	1.57	10.19	1.09	10.19	0.61	10.19	0.13	11.63	0.13	11.63
9	Котельная Т-11	5	0.1	1.00	3.90	0.33	4.56	0.28	4.62	0.22	4.68	0.16	4.68	0.11	4.68	0.05	4.84	0.05	4.84
10	Котельная Т-12	0.03162	0.0	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00	0.03	0.00
11	Котельная Т-13	0.0102	0.0	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00
12	Котельная Т-14	0.04896	0.0	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00
13	Котельная Т-15	8	0.2	5.00	2.84	0.06	7.78	0.06	7.78	0.06	7.78	0.06	7.78	0.06	7.78	0.06	7.78	0.06	7.78
14	Котельная Т-17	0.0867	0.0	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00
15	Котельная Т-18	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	Котельная Т-19	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	Котельная Т-20	0.13	0.0	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00	0.13	0.00
18	Котельная Т-21	0.13668	0.0	0.14	0.00	0.14	0.00	0.14	0.00	0.11	0.02	0.09	0.02	0.07	0.02	0.13	0.00	0.13	0.00

19	Котельная Т-22	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	Котельная Т-23	0.30396	0.0	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00	0.30	0.00
21	Котельная Т-24	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	Котельная Т-25	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	Котельная Т-26	0.001	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	Котельная Т-41	0.0663	0.0	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00	0.07	0.00
25	Котельная Т-43	0.0357	0.0	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00	0.04	0.00
26	Котельная Т-44	25	0.5	20.00	4.50	16.38	8.11	13.24	11.26	9.96	14.53	9.96	14.53	9.96	14.53	0.66	23.83	0.66	23.83
ИТОГО:		547.9	11.0	250.85	286.06	142.26	394.61	115.72	421.14	80.25	407.61	59.32	407.61	38.39	407.61	9.57	478.29	9.57	478.29
1	ПАО "ТЭЦ-Северная"	243.746	4.9	63.00	175.87	63.00	175.86	51.36	187.51	39.72	199.15	28.07	199.15	16.43	199.15	5.122	238.62	5.122	238.62
2	Котельная ОАО ПСК "Строитель Астрахани"	0.6	0.0	0.60	0	0.60	0	0.60	0	0.60	0	0.60	0	0.60	0	0.60	0	0.60	0
3	Котельная Т-83 ПАО "Волгомост"	0.045	0.0	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00	0.05	0.00
4	Котельная ООО "ТопЭнерго"	0.24	0.0	0.20	0.03	0.24	0.00	0.23	0.00	0.22	0.01	0.22	0.01	0.21	0.01	0.20	0.03	0.20	0.03

4. Основные положения технической политики МО «Город Астрахань».

Реализация технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань» направлена на решение задачи качественного и надежного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей тепла с учетом основных принципов, указанных в п. 6 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ №154 от 22 февраля 2012 года.

Основными специфическими чертами, влияющими на развитие систем теплоснабжения МО «Город Астрахань», являются:

- ввод жилых и общественно-деловых строительных фондов на перспективу с образованием зон застройки, не обеспеченных в настоящее время тепловой мощностью;
- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения;
- наличие источников тепловой мощности с изолированными зонами действия с низкой плотностью спроса на тепловую мощность;
- наличие источников тепловой мощности с изолированными зонами действия с низкими значениями топливоиспользования и оборудованием, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- наличие тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

На выбор и обоснование технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань» существенное влияние оказывают действующие в настоящее время правила функционирования рынков электрической и тепловой энергии, отсутствие инвестиционной привлекательности крупных проектов. Также следует отметить, что прогнозные сроки ввода жилой и общественно-деловой застройки значительно ниже значений, представленных в Генеральном плане МО «Город Астрахань». Ориентировочное значение темпов ввода жилой и общественно-деловой застройки, согласно ретроспективному анализу, составляет 68,1% от Генерального плана МО «Город Астрахань». А на перспективу, просматриваются значения еще более низких темпов ввода, что связано с низким уровнем инвестиционной привлекательности. При этом, требуется ежегодный пересмотр средних темпов ввода жилой и общественно-деловой застройки при актуализации схемы теплоснабжения.

Таким образом, основными направлениями реализации технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань» являются:

- максимальная загрузка тепловых мощностей существующего оборудования АТЭС-2 и ПГУ-235, осуществляющего комбинированную

выработку тепловой и электрической энергии за счет перспективных тепловых нагрузок, прогнозируемых в зоне действия источников с учетом минимизации капитальных затрат;

- перевод тепловых нагрузок потребителей от котельных, с низким уровнем топливоиспользования, на источник, осуществляющий комбинированную выработку тепловой и электрической энергии - АТЭЦ-2.

- плановая поэтапная замена существующего топливоиспользующего оборудования котельных МО «Город Астрахань», выработавшего свой ресурс на новое оборудование, обеспечивающее наиболее высокие на данный момент показатели энергетической эффективности и надежности;

- строительство новых и реконструкция существующих тепловых сетей и теплосетевых объектов для обеспечения прогнозного прироста тепловой нагрузки;

- поэтапное осуществление реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.

Основные мероприятия, направленные на осуществление технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань» представлены в таблице 14.35.1.

Таблица 14.35.1 – Основные мероприятия, направленные на осуществление технической политики развития систем теплоснабжения МО «Город Астрахань».

№ пп	Наименование организации	Основные мероприятия
1	ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»	<p>1. Реконструкция тепловых сетей, в связи с выводом 6 котельных и переводом тепловой нагрузки потребителей на АТЭЦ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перевод нагрузки котельных №1, 36, 48, 53, ЦГК и «Покровская». <p>2. Реконструкция 3-х котельных, в связи с переключением тепловых нагрузок потребителей 6-ти ликвидируемых котельных:</p> <ul style="list-style-type: none"> - реконструкция котельной №16 с переводом нагрузки котельной №3; - реконструкция котельной №12 с переводом нагрузки котельных №9, 51 и 51; - реконструкция котельной №6 с переводом нагрузки котельных №2 и 10. <p>3. Реконструкция 5-ти котельных, в связи с высокой степенью износа основного оборудования: №5, 7, 13, 28 и 47.</p>
2	Филиал ООО	1. Строительство тепловых сетей для обеспечения

	«ЛУКОЙЛ-ТТК» в г. Астрахань	<p>перспективных приростов тепловой нагрузки.</p> <p>2. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения.</p> <p>3. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.</p> <p>4. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.</p> <p>5. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.</p> <p>6. Перевод узлов ГВС потребителей с открытой на закрытую схему.</p>
3	МУП г.Астрахани «Коммуэнерго»	<p>1. Реконструкция котельной №Т-9, в связи с переключением тепловых нагрузок потребителей ликвидируемой котельной №Т-4.</p> <p>2. Техническое перевооружение газового оборудования и автоматики безопасности 2-х котельных: №Т-1 и Т-2.</p> <p>3. Реконструкция 2-х котельных с переводом топливного оборудования с мазута на газ: №Т-41 и Т-43.</p> <p>4. Автоматизация 12-ти котельных: №Т-12, Т-13, Т-14, Т-15, Т-17, Т-18, Т-19, Т-20, Т-21, Т-22, Т-24 и Т-25.</p> <p>5. Реконструкция 4-х котельных, в связи с высокой степенью износа основного оборудования: №Т-6, Т-8, Т-10 и Т-44.</p> <p>6. Перевод узлов ГВС потребителей с открытой на закрытую схему.</p>
4	ПАО «ТЭЦ-Северная»	<p>1. Реконструкции энергооборудования ТЭЦ-Северная с целью увеличения тепловой мощности: инвестиционная программа «Реконструкции энергооборудования ПАО «ТЭЦ-Северная» на период до 2021 г.»</p> <p>2. Перевод узлов ГВС потребителей с открытой на закрытую схему.</p>

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

5.1. Общие положения по развитию источников теплоснабжения на период до 2031 года.

Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии МО «Город Астрахань» разработаны в соответствии с действующими программами по оптимизации тепловых источников теплоснабжающих организаций, а также в соответствии с необходимыми мероприятиями, связанными с фактическим состоянием оборудования на тепловых источниках города. Приоритетом при принятии решений по необходимым мероприятиям послужила экономическая целесообразность максимального продления ресурса существующего оборудования, ввиду фактического кризисного состояния в Астраханской области.

5.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Централизованное теплоснабжение предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки МО «Город Астрахань» с приоритетом строительства в зонах действия энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок (зоны действия тепловых источников АТЭЦ-2 и АПГУ-235 (Котельная «Центральная»).

Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях МО «Город Астрахань» не применяется и на перспективу не планируется.

5.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

На рассматриваемый период до 2031 г. строительство новых энергоисточников, предназначенных для энергоснабжения МО «Город Астрахань» не предусматривается.

5.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

В период 2016-2017 гг. ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» будут проведены мероприятия по выводу из эксплуатации Котельных №1, 17, 36, 48, 53 и ГЦК с переводом нагрузки на АТЭЦ-2.

В период 2018-2021 гг. ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» будут проведены мероприятия по выводу из эксплуатации Котельной «Покровская» с переводом нагрузки на АТЭЦ-2.

До 2031 г. предусмотрены мероприятия по продлению паркового ресурса основного оборудования электростанций.

Согласно представленным сведениям ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», мероприятия по продлению ресурса, капитальному ремонту оборудования по АТЭЦ-2, АПГУ-235 и АПГУ-110 не предусматриваются до 2021 г.

После 2020 г. при продлении ресурса основного оборудования электростанций будут проведены мероприятия согласно требованиям СТО «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования». По котлам: обследование технического состояния барабанов, пароводоперепускных трубопроводов, коллекторов пароперегревателей, пароохладителей и перепускных паропроводов. По турбинам: обследование валов роторов, насадных дисков, рабочих лопаток, подшипников, стопорных и регулирующих клапанов, перепускных паропроводов, диафрагм, системы регулирования и смазки. Сведения будут представлены при актуализации схемы теплоснабжения.

Техническое решение проекта реконструкции энергоисточника ПАО «ТЭЦ-Северная» заключается во внедрении следующего оборудования:

- водогрейный котел фирмы VIESSMANNVITOMAX 200-HS тип M74A мощностью 14200 кВт с газовой горелкой WKG80/3-A исп. ZM-NR и вентиляторной станцией, обеспечивающей подачу воздуха на горение (фирмы Weishaupt);

- паровой котел фирмы VIESSMANNVITOMAX 200-HS тип M75A с интегрированным экономайзером ЭКО 100, паровой производительностью 10,5 т/час с газовой горелкой G 70/2-A исп. ZM-1LN фирмы Weishaupt;

- питательный деаэрационный бак БДА-4 с деаэрационной колонкой КДА-15, производительностью 15т/ч и предохранительным устройством;

- блок питательных насосов CR 15-7K фирмы Grundfos;

- подпиточные насосы фирмы WILLO;

- подпиточный деаэрационный бак БДА-50 с деаэрационной колонкой КДА-200M, производительностью 200т/ч и предохранительным устройством;

- оборудование водоподготовки, обеспечивающее качество котловой и сетевой воды;
- а также оборудование, необходимое для технологии получения деаэрированной воды, а именно:
 - дополнительный сетевой насос;
 - аккумулирующие ёмкости (существующая V-100м³ и V-700м³ для ГВС).

5.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

На рассматриваемый период до 2031 г. реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не предусматриваются.

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

На перспективу до 2031 г. намечается расширение зон действия котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» за счет переключения тепловых нагрузок потребителей ликвидируемых источников тепловой энергии.

На перспективу до 2031 г. намечается расширение зон действия котельных следующих теплоисточников ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»:

- Котельная №16 за счет присоединения зоны действия ликвидируемой Котельной №3 в 2017-2018 гг.;
- Котельная №12 за счет присоединения зон действия ликвидируемых Котельных №9, №51 и №52 в 2017-2018 гг.;
- Котельная №6 за счет присоединения зон действия ликвидируемых Котельных №2 и №10 в 2018-2021 гг.

На перспективу до 2031 г. предлагается к расширению зоны действия Котельной №Т-9 МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» за счет переключения тепловых нагрузок потребителей предлагаемой к ликвидации Котельной №Т-4. Данное мероприятие было предусмотрено Постановлением Правительства Астраханской области №354-П от 03.09.2014 «О государственной программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Астраханской области».

На перспективу до 2031 г. намечается реконструкция следующих теплоисточников ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»:

- на Котельной №5 намечен демонтаж дизельной котельной с установкой автоматизированных газовых котлов наружного размещения в 2017-2018 гг.;

- на Котельной №28 намечена реконструкция здания 1967 года постройки с заменой котлов на автоматизированные котлы наружного размещения в 2017-2018 гг.;

- на Котельной №47 намечена реконструкция с установкой автоматизированных котлов непосредственно у потребителя в 2017-2018 гг.;

- на Котельной №7 намечен демонтаж здания котельной со строительством блочной котельной до 1,5 МВт в 2021 гг.;

- на Котельной №13 намечен демонтаж электродкотлов; перевод котельной на газ и установка одного котла наружного размещения, либо модульной котельной на кровле здания в 2021 гг.

Для тепловых источников МУП г. Астрахани «Коммуналэнерго», согласно Постановления Правительства Астраханской области №354-П от 03.09.2014 «О государственной программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Астраханской области», до 2020 г. были разработаны следующие мероприятия:

- техническое перевооружение газового оборудования и автоматики безопасности в Котельных №Т-1 и Т-2;

- строительство блочно-модульной котельной взамен существующей мазутной Котельной №Т-41;

- реконструкция и газификация существующей мазутной Котельной №Т-43;

- автоматизация Котельных №Т-12, Т-13, Т-14, Т-18, Т-19, Т-20 и Т-21;

- реконструкция и автоматизация ЦТП в количестве - 7 единиц.

Кроме того, предлагается выполнение следующих мероприятий:

- реконструкция существующей Котельной №Т-6 с установкой новой трансформаторной подстанции;

- реконструкция существующей Котельной №Т-8;

- реконструкция существующей Котельной №Т-10;

- реконструкция существующей Котельной №Т-44;

- автоматизация Котельных №Т-15, Т-17, Т-22, Т-24 и Т-25.

5.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В период до 2031 г. мероприятия по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к энергоисточникам с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в МО «Город Астрахань» не предусматриваются.

5.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В период до 2031 г. предусмотрено одно решение по расширению зоны действия энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Это решение заключается в расширении зоны действия энергоисточника АТЭЦ-2 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» за счет перевода тепловой нагрузки Котельных №1, 17, 36, 53, 48, ЦГК и «Покровская» в зону действия АТЭЦ-2.

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

Ввиду неудовлетворительной экономической эффективности (нерентабельности), на перспективу до 2031 г. предусматривается вывод из эксплуатации оборудования следующих тепловых источников ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»:

- Центральная городская котельная (ЦГК) – вывод в 2015-2017 гг.;
- Котельная №17 - вывод в 2015-2016 гг.;
- Котельная №1 - вывод в 2016-2017 гг.;
- Котельная №53 - вывод в 2016-2017 гг.;
- Котельная №36 - вывод в 2016-2017 гг.;
- Котельная №48 - вывод в 2016-2017 гг.;
- Котельная №3 - вывод в 2017-2018 гг.;
- Котельная №9 - вывод в 2017-2018 гг.;
- Котельная №51 - вывод в 2017-2018 гг.;
- Котельная №52 - вывод в 2017-2018 гг.;
- Котельная «Центральная» - вывод в 2017 г.;
- Котельная «Покровская» - вывод в 2018-2021 гг.;
- Котельная №10 - вывод в 2018-2021 гг.;

- Котельная №2 - вывод в 2018-2021 гг.

Для реализации проекта 100% перевода тепловой нагрузки на АТЭЦ-2 необходимы следующие мероприятия: модернизация тепловой сети направления СП АТЭЦ-2 от тепловой камеры БА-1(ул. Б.Алексеева) в сторону тепловой камеры ТК-п-Дуб до Н-14 (ул. Минусинская, 5) $L = 833$ м, с увеличением диаметра модернизируемой тепловой сети до $d_y=700$ мм.

В межотопительный период 2015 г. была реализована программа по переводу тепловой нагрузки Котельной №17 на АТЭЦ-2. Данная программа реализована посредством строительства тепловой сети - перемычки между тепловыми сетями от теплоисточника АТЭЦ-2 и Котельной №17 по ул. Васильковская, а также смонтирована насосная станция в направлении тепловой сети зоны Котельной №17. Котельное оборудование Котельной №17 выведено в резерв. Надежность теплоснабжения от АТЭЦ-2 без участия Котельной №17 в ее зоне действия апробирована в отопительном периоде 2015-2016 гг.

В межотопительный период 2016 г. предусмотрен пуск оборудования насосной станции в направлении тепловой сети зоны Котельной №17.

Для реализации проекта 100% перевода тепловой нагрузки Котельных №1, 53 и 36, 48 и ЦГК на АТЭЦ-2 необходимы мероприятия, согласно таблицы 13.36.

Таблица 13.36 - Мероприятия, необходимые для реализации проекта перевода тепловой нагрузки Котельных №1, 53 и 36, 48 и ЦГК на АТЭЦ-2.

Расположение объекта	Диаметр сети до перекладки, мм	Диаметр сети после перекладки, мм	Протяженность тепловой сети, м
Участок тепловой сети от УТК 4 (ул.Звездная) до ТК23 (ул.Звездная)	500	700	1 936
Участок тепловой сети от ТК 23 (ул. Звездная) до ТК кЮВ-1 (проезд Н.Островского)	500	700	755
Участок тепловой сети от ТК23 (ул.Звездная) до ПНС (ул. Кубанская/ул. Звездная) Участок тепловой сети от ПНС (ул. Кубанская/ул. Звездная) до ТК УТ- 6 (ул. Автотранспортная)	500	700	1796
Участок тепловой сети от ТК (о1) УТК-7 (ул. Н.Островского) до ТК Е-2-1А1 (ул. Набережная Приволжского Затона)	-	500	1050
Участок тепловой сети от БА-1 до Н-14	500	700	833
Участок тепловой сети от ТК кЮВ-1 до К6 (ул.Кирова/Ахшарумова)	400	500	1066,5
Участок тепловой сети от УТ 53-1 (котельная №53) до УТ 36-18 (ул. Бехтерева 20Б к.2)	150	250	1599,5
Участок тепловой сети от кн8 до кн8-1	-	550	63
Модернизация насосной станции по ул. Кубанская, 63 с целью обеспечения насосным парком требуемого понижения давления теплоносителя в обратном трубопроводе в направлении объектов теплоснабжения Котельных №1, 53 и 36	-	-	-

Для реализации проекта 100% перевода тепловой нагрузки Котельной №48 на АТЭЦ-2 необходимы следующие мероприятия: прокладка новой тепловой сети $d_y = 63$ мм и длиной $L = 550$ м по ул. Кр. Набережная, ул.

Куйбышева, ул. Ак. Королева от тепловой сети СП АТЭЦ-2 в направлении Котельной №48 от кн8 до кн8-1.

Для реализации проекта 100% перевода тепловой нагрузки Котельной №3 на Котельную №16 необходимы следующие мероприятия:

- Прокладка новой тепловой сети $d_y = 150$ мм и длиной $L = 908$ м по ул. Дальняя от УТ16-2 Котельной №16 до Котельной №3 УТ16-4-0;
- Замена на Котельной №16 ХВО, вспомогательного оборудования и автоматизация.

Для реализации проекта 100% перевода тепловой нагрузки Котельных №9, 12, 51 и 52 на Котельную №12 необходимы следующие мероприятия:

- Перекладка существующих и строительство новых тепловых сетей $d_y = 300-400$ мм и длиной $L = 993$ м;
- Демонтаж здания Котельной №12 и строительство блочной котельной на его месте.

Тепловые установки Котельной «Центральная» выведены из эксплуатации в 2014 г. Тепловая нагрузка переведена на АПГУ-235. На 01.01.2016 на Котельной «Центральная» производятся только водоподготовительные процессы, ввиду отсутствия ВПУ на АПГУ-235.

Для реализации проекта вывода из эксплуатации Котельной «Центральная» необходимы следующие мероприятия: строительство на территории АПГУ-235 узла подпитки теплосети и перекачивающей насосной ДТ.

Для реализации проекта вывода из эксплуатации Котельной «Покровская» необходимы следующие мероприятия: строительство участка тепловой сети от УТ-22 АТЭЦ-2 до Котельной «Покровская» $d_y=300$ мм ориентировочной длиной $L = 3000$ м.

Для реализации проекта вывода из эксплуатации Котельной №10 необходимы следующие мероприятия:

- перекладка тепловых сетей от Котельной №6 диаметрами $d_y=250-300$ мм и общей длиной 1209 м;
- строительство индивидуальных тепловых пунктов (по закрытой схеме) на объектах потребления ГВС - 28 шт.;
- замена котлов ДКВР Котельной №6 на новые типа КВГМ;
- замена всего вспомогательного оборудования и автоматизация Котельной №6.

Для реализации проекта вывода из эксплуатации Котельной №2 необходимы следующие мероприятия:

- строительство тепловой сети - переемычки между Котельной №2 и Котельной №6, с целью перевода нагрузки Котельной №2 на Котельную №6.

В связи с необходимостью приведения гидравлического и теплового режимов работы системы централизованного теплоснабжения в микрорайоне им. «III-го Интернационала» к нормативным значениям (значениям, соответствующим качественному теплоснабжению в периоды низкой температуры окружающего воздуха), а также необходимостью устранения дефицита тепловой мощности Котельной №Т-4, предлагается произвести вывод Котельной №Т-4 из эксплуатации с переводом тепловой нагрузки на Котельную №Т-9.

Вышеуказанное мероприятие было предусмотрено к реализации до 2020 г. Постановлением Правительства Астраханской области №354-П от 03.09.2014 «О государственной программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Астраханской области».

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

Индивидуальное теплоснабжение рассматривается для перспективной индивидуальной и малоэтажной застройки, находящейся на значительном удалении от существующих систем централизованного теплоснабжения и характеризующихся низкой плотностью тепловой нагрузки (менее 0,1 Гкал/га, согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения).

Организация индивидуального теплоснабжения в зонах перспективной застройки соответствует базовым зонам на 2015 г.

5.11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории МО «Город Астрахань».

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах разрабатывается в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны в теплоснабжении жилищной сферы. На перспективу до 2031 г. малые ведомственные и промышленные тепловые источники МО «Город Астрахань» не участвуют в теплоснабжении объектов жилищной сферы.

5.12. Радиусы эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) перспективных зон действия источников тепловой энергии.

Значения перспективных эффективных радиусов теплоснабжения (Максимальная перспективная дальность транспорта тепловой энергии от энергоисточников) в системах теплоснабжения от энергоисточников представлен в таблице 14.37. Эффективный радиус теплоснабжения представлен для источников теплоснабжения, зона действия которых до 2031 г. была изменена. Для остальных источников теплоснабжения эффективный радиус теплоснабжения остался неизменным.

Таблица 14.37 – Максимальная перспективная дальность транспорта тепловой энергии от энергоисточников.

Наименование источника	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Площадь территории, км ²	Теплоплотность района	Перспективный эффективный радиус теплоснабжения, км	Перспективный эффективный радиус теплоснабжения, км	Изменение эффективного радиуса теплоснабжения, км
АТЭЦ-2	883,53	60,00	14,73	5,83	6,22	-0,39
АПГУ-235 (Кот. «Центральная»)	127,47	8,65	14,73	2,48	2,76	-0,28
Котельная №6	16,47	0,42	39,86	0,86	1,04	-0,18
Котельная №12	14,05	0,132	106,44	0,70	1,1	-0,4
Котельная №16	4,96	0,178	27,94	1,00	1,05	-0,05
Котельная №Т-9	10,08	9,61	1,05	1,33	1,95	-0,62
ПАО «ТЭЦ-Северная»	49,25	2,58	19,08	1,98	1,98	0

6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

6.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

На перспективу до 2031 г. г. реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки в зоны с избытком мощности, не предусматриваются.

6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку.

Общая протяженность новых и реконструируемых тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки составит 4,78 км для Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань (Дуср200).

Таблица 14.38 - Новое строительство участков тепловых сетей для теплоснабжения приростов тепловой нагрузки под жилищную и комплексную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.

Район жилой и общественной застройки	Наименование точки начала строительства новых тепловых сетей	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм	Обоснование
Район ул. Куликова	УТ-17	350	400	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 557,5т/ч
Район ул. Бакинская-Плещеева-Графимова-Ахшарумова	к4-1	695	350	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 445 т/ч
Район ул. Маркина	УТ-7	190	250	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 198,9 т/ч
Район ул. Энергетическая	Б-6*	370	250	Обеспечение пропускной способности

				тепловых сетей до 229,9 т/ч
Район пл.К.Маркса-ул. Рылеева	АК-2-2а	100	250	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 180,5 т/ч
Район ул. Грузинская	АК2-14	265	200	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 115,7 т/ч
Район ул. Ноздрина - Софьи Перовской	сп1-35	175	250	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 211 т/ч
Район ул. Сен-Симона - Бабефа	с3	185	200	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 102,3 т/ч
Район ул. Ген. Епишева-ул. Боевая	е6-10	175	150	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 38,9 т/ч
Район Набережной Приволжского Затона	26	180	200	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 89,6 т/ч
Район ул. Аксакова	ТК-12	125	200	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 229,8 т/ч
Район ул. Воробьева	ю2-4а	100	200	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 95,5 т/ч
Район ул. Чехова-Куйбышева	Т13-14	180	200	Пропуск перспективного расхода сетевой воды до 115,7 т/ч
Район ул. Анатолия Сергеева-Дантона	в3-151	280	100	Пропуск перспективного расхода сетевой воды до 13,4 т/ч
Район ул. Зеленая-Ангарская	я1-27	165	150	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 28,2 т/ч
Район ул. Набережная 1-мая – ул. Бэра	в9-10	115	100	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до

				8,5 т/ч
Район ул. Советская	В5	145	100	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 1,17 т/ч
Район ул. Куйбышева-ул. Ак.Королева	КН2-1	270	100	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 8,85 т/ч
Район ул. Белгородская	НБ1-2	135	150	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 35,9 т/ч
Район ул. Яблочкова- ул. Зеленая	Я13-4	267	100	Обеспечение пропускной способности тепловых сетей до 9,63 т/ч

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

На перспективу до 2031 г. строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения, не предусматривается.

6.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

Общая протяженность тепловых сетей, необходимая для реконструкции и нового строительства с целью повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации, составит 14,7 км.

6.4.1 Вывод из эксплуатации ЦГК, котельной «Покровская», котельных №№53, 36, 1, 48 и перевод тепловых нагрузок на АТЭЦ-2.

Для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей котельных №№53,36,1,48, ЦГК и котельной «Покровская», эффективного топливоиспользования при производстве электроэнергии и невозможность проведения реконструкции с размещением современного экономичного тепломеханического оборудования, тепловые нагрузки котельных №№53,36,1, и 48 полностью переключаются на энергоисточник – АТЭЦ-2.

По результатам выполненных гидравлических расчетов на перспективу для реализации переключения потребителей с котельных №№53,36,1,48, ЦГК и котельной «Покровская» предусматриваются реконструкции, указанные в таблице 14.39.

Таблица 14.39 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№53,36,1, 48, ЦГК и котельной «Покровская» на АТЭЦ-2.

Наименование модернизируемой тепловой сети	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм
Модернизация участка тепловой сети от УТК4 (ул. Звездная) до ТК23 (ул. Звездная)	1936,0	720
Модернизация участка тепловой сети от ПНС (ул. Кубанская/ул. Звездная) до ТК УТ-6 (ул. Автомобильная)	1137,0	720
Модернизация участка тепловой сети от УТ 53-1 (котельная №53) до УТ 36-18 (ул. Бехтерева, 20Б к.2)	1599,5	144
Модернизация участка тепловой сети от ТК23 (ул. Звездная) до ПНС (ул. Кубанская/ул. Звездная)	659,0	720
Модернизация участка тепловой сети от ТК23 (ул. Звездная) до ТК кЮВ-1 (пр.Н.Островского)	755,0	720
Модернизация участка тепловой сети от ТК кЮВ-1 (пр.Н.Островского) до К-6	1066,5	720
Модернизация участка тепловой сети от БА-1 до Н-14 (ул. Минусинская)	833,0	720
Модернизация участка тепловой сети от кн8 до кн8-1	550,0	63
Модернизация участка тепловой сети от УТК-7(о1) до Е2-1А1	1050,0	500
Модернизация участка тепловой сети от Котельной "Покровская" до УТ22	3000,0	300

6.4.2 Объединение котельных №№ 6, 2, 10.

Тепловая нагрузка с выводимых из эксплуатации котельных №№ 2,10 переключается на котельную №6 с учетом проведения необходимых мероприятий.

Таблица 14.40 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№2,10 на котельную №6.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм
Котельная №6	пр.уч.	1	300
УТ6-1/1 гвс	УТ6-1а гвс	55	250
УТ10-4	УТ6-1/1 гвс	250	250
УТ10-3	УТ10-4	136	250
УТ-1	УТ6-12	81	250
УТ6-12	УТ6-12а	60	250
УТ6-12а	УТ-14	46	250
УТ-14	УТ-15	80	250
1-1	УТ-15	500	250

6.4.2 Объединение котельных №№ 6, 2, 10.

Тепловая нагрузка с выводимых из эксплуатации котельных №№ 2,10 переключается на котельную №6 с учетом проведения необходимых мероприятий.

Таблица 14.41 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№2,10 на котельную №6.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм
Котельная №6	пр.уч.	1	300
УТ6-1/1 гвс	УТ6-1а гвс	55	250
УТ10-4	УТ6-1/1 гвс	250	250
УТ10-3	УТ10-4	136	250
УТ-1	УТ6-12	81	250
УТ6-12	УТ6-12а	60	250
УТ6-12а	УТ-14	46	250
УТ-14	УТ-15	80	250
1-1	УТ-15	500	250

6.4.3 Объединение котельных №№16 и 3.

Тепловая нагрузка с выводимой из эксплуатации котельной №3 переключается на котельную №16 с учетом проведения необходимых мероприятий.

Таблица 14.42 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельную №3 на котельную №16.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм	Вид прокладки тепловой сети
УТ16-2	УТ16-4-0	908	150	Надземная

6.4.4 Объединение котельных №№9, 12, 51, 52.

Тепловая нагрузка с выводимых из эксплуатации котельных №№ 52, 51 и 9 переключается на котельную №12 с учетом проведения необходимых мероприятий.

Таблица 14.43 - Перечень участков тепловых сетей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань, необходимых для реконструкции, с целью реализации переключения потребителей с котельных №№9,51,52 на котельную №12.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм
Котельная №12	коллектор	5	400
коллектор	УТ12-1	446	400
Котельная №9	коллектор	5	400
коллектор	УТ-1	4	400
УТ-1	3А-УТ-1	0,2	350
3А-УТ-1	УТ-9а	165	300
УТ52-4а	ТК52-5	95	300
УТ52-4	УТ52-4а	40	300
коллектор	УТ52-4	30	300
УТ52-1	коллектор	36	300
УТ52-2	ТК52-6	31	300
ТК52-6	ТК52-9а	136	300

6.4.5. Объединение котельных №№Т-4 и Т-9 МУП г. Астрахани «Коммуэнерго».

В связи с необходимостью приведения гидравлического и теплового режимов работы системы централизованного теплоснабжения в микрорайоне им. «III-го Интернационала» к нормативным значениям (значениям, соответствующим качественному теплоснабжению в периоды низкой температуры окружающего воздуха), а также необходимостью устранения дефицита тепловой мощности Котельной №Т-4, предлагается произвести вывод Котельной №Т-4 из эксплуатации с переводом тепловой нагрузки на Котельную №Т-9.

6.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Общая протяженность реконструируемых и новых тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, составит около 4,42 км (Дуср650) .

Для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения необходимо новое строительство магистральных тепловых сетей от АТЭЦ-2.

Таблица 14.44 - Участки тепловых сетей от АТЭЦ-2, рекомендуемые для нового строительства с целью повышения надежности теплоснабжения.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч
УТ-22	УТ-24а	287,5	700	1702,8
УТ-24а	АК-2	3211,8	500	420,1
УТ-24а	УТ-25	67,0	700	926,7
УТ-25	УТ-35	854,5	700	797,7

6.6. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Общая протяженность реконструируемых тепловых сетей для обеспечения приростов тепловой нагрузки, составит 1,1 км (Дуср275).

Таблица 14.45 - Перечень участков тепловых сетей, рекомендуемых к реконструкции с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм	Обоснование
T13-5a	T13-14	362,5	300	В связи с увеличением расхода сетевой воды до 270,9 т/ч на существующем участке тепловой сети.
е6	е6-10	220,0	200	В связи с увеличением расхода сетевой воды до 54,8 т/ч на существующем участке тепловой сети.
с1	с3	334,1	300	В связи с увеличением расхода сетевой воды до 154,1 т/ч на существующем участке тепловой сети.
ТК-15	П-6	181,0	300	В связи с увеличением расхода сетевой воды до 304,2 т/ч на существующем участке тепловой сети.

6.7. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

6.7.1 Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей.

Общая протяженность тепловых сетей, необходимых для реконструкции в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, составит порядка 40 км.

Таблица 14.46 - Перечень участков тепловых сетей, рекомендуемых к реконструкции, в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка тепловой сети, м	Диаметр участка тепловой сети, мм
Е2-16	Е2-24	421,0	200
Е2-1А2	ТК1-47	479,4	400
УТ-3	УТ-16	1805,0	500
УТ-3	УТ-18	1620,7	700
УТ-18	ТК-105	1505,9	600
кЮВ-1	ю2-4а	523,9	500
ТЭЦ-2	УТК-4	1708,0	700
УТ6	Б14	1193,8	400
УТ-22	сп1-16-2	1112,5	350
Т16	т14а	503,0	500
УТ-43	11а-1	270,6	400
ТЭЦ-2	УТК-4	1708,3	800
ТЭЦ-2	УТ-22	2059,0	700
УТ6	УТК-7(о1)	2307,0	500
сп1-16-2	сп1-4Аб	301,5	400
УТК-4	ТК23	1867,0	700
от ЦГК	В9-2 (на ул. ГрEDIAKовского)	1000,0	400
Ш-5 (на ул. Кр. Набережная)	Ш-16 (на ул. Бабушкина)	765,0	300
ТК 120	ТК-127	1044,0	500
все сети от ЦТП - 47, 47/1, 52, 54, 69,53,79		9542,8	50-150
все сети от котельных №15, 16, 12		8282,7	50-150

6.7.2 Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей.

Таблица 14.47 - Модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения

Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место расположения объекта
Модернизация тепловых камер с переходом управления запорной арматурой по системе "Ковер"	Улучшение безопасности обслуживания запорной арматуры	Модернизация тепловых камер с применением шаровой арматуры
Модернизация оборудования на ЦТП-73,69,52	Замена изношенного оборудования. Износ 85%	Модернизация оборудования ЦТП с применением пластинчатых подогревателей типа "Ридан"
Модернизация оборудования на ЦТП-79; 80; 47; 47/1; 54; 53.	Замена изношенного оборудования. Износ 65%	Модернизация оборудования ЦТП с применением пластинчатых подогревателей типа "Ридан"

6.8. Строительство и реконструкция насосных станций.

Для обеспечения нормативного гидравлического режима в системе теплоснабжения до 2031г. необходимо выполнить мероприятия по строительству ПНС на тепловых сетях Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань.

Таблица 14.48 - Характеристика понизительной насосной станции (ПНС) до реконструкции.

Адрес ПНС	Наименование оборудования	Марка	Количество	Производительность 1-го насоса м3/час	Режим работы
Ул. Кубанская,63	Насос центробежный	Д-500-63	3	500	2 насоса-в работе;1 насос- резерв

Таблица 14.49 - Характеристика понизительной насосной станции (ПНС) после реконструкции.

ПНС	Наименование оборудования	Марка	Количество	Производительность 1-го насоса м3/час	Режим работы
Ул. Кубанская,63	Насос центробежный	В соответствии с проектом	3	800	2 насоса - в работе; 1 насос- резерв

6.9. Реконструкция систем горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором на закрытую схему теплоснабжения.

По состоянию на 01.01.2016 г. в МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» непосредственный отбор теплоносителя для нужд горячего водоснабжения применяется в системах теплоснабжения от теплоисточников: Котельные Т-1; Т-4, Т-9, Т-10, Т-11, Т-14 и Т-44.

Горячее водоснабжение по закрытой схеме осуществляется на теплоисточниках: Котельные Т-3, Т-6, Т-23, Т-43.

По состоянию на 01.01.2016 г. в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань непосредственный отбор теплоносителя для нужд горячего водоснабжения применяется в системах теплоснабжения от теплоисточников: АТЭЦ-2, котельных «Городская», «Покровская», №№ 1, 6.

Горячее водоснабжение по закрытой схеме осуществляется на теплоисточниках: ПГУ-235 (Котельная «Центральная»), Котельных №№ 9, 10, 16, 21, 51, 53.

В межотопительный период небольшие и неэкономичные котельные останавливаются на ремонт.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 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; и с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Реконструкция узлов ГВС с непосредственным водоразбором посредством перевода на закрытую схему обусловлена следующими преимуществами:

- 1) улучшение качества горячей воды, т.к. при открытой схеме горячего водоснабжения присущи запах, цветность, различные примеси, бактерии;
- 2) снижение затрат на водоподготовку на источниках теплоснабжения;
- 3) повышения гидравлической стабильности работы систем теплоснабжения.

Основным мероприятием по переводу на закрытую схему горячего водоснабжения будет являться установка индивидуальных тепловых пунктов (теплообменного оборудования) взамен узлов ГВС непосредственно у потребителя.

Для дальнейшей реализации программы перевода системы горячего водоснабжения с открытой на закрытую схему необходимо выполнить следующие мероприятия:

- на теплоисточниках провести реконструкции ХВО (при необходимости);
- выполнить реконструкцию (при необходимости) инженерных коммуникаций ХВС.

Необходимость сетевого хозяйства ХВС в реконструкции или техническом перевооружении будет рассмотрена при актуализации схемы холодного водоснабжения МО «Город Астрахань».

Капитальные вложения, в связи с реконструкцией узлов горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором на закрытую схему, составляют: для ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» в г. Астрахань - 982,075 млн. руб; для МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» - 257,388 млн. руб; для ПАО «ТЭЦ-Северная» - 91,58 млн. руб.

Согласно Федеральному закону РФ N 417-ФЗ от 7 декабря 2011 года «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в настоящей работе предлагается вариант перевода потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему присоединения.

Необходимость перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена существующей проблемой в МО «Город Астрахань»: перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы ГВС без регулятора температуры горячей воды, либо, неисправного и неотрегулированного его состояния. Температурка воды в таких системах фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение внутренней коррозии трубопроводов тепловых сетей и отложения солей;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат на станциях и котельных;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- улучшение качества горячего водоснабжения потребителей ГВС;
- исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

С целью перевода систем ГВС на закрытую схему, в МО «Город Астрахань» предлагается осуществлять подачу горячей воды через водоводяные подогреватели (теплообменники) ГВС. Для реализации данного решения предполагается установка автоматизированных теплообменных аппаратов ведущих производителей. Предлагается оборудовать тепловые пункты абонентов одноступенчатыми подогревателями ГВС взамен узлов ГВС с терморегуляторами либо при их отсутствии.

Условно схемы присоединения ГВС в МО «Город Астрахань» делятся на следующие группы:

1. потребители ГВС, подключенные к тепловым сетям по открытой схеме;
2. потребители ГВС, подключенные к квартальным тепловым сетям после ЦТП по закрытой схеме;
3. потребители ГВС, подключенные к тепловым сетям по закрытой схеме через теплообменники;

Для потребителей ГВС, подключенных к тепловым сетям по открытой схеме, рассматривается установка индивидуальных тепловых пунктов, для перевода на закрытую схему присоединения местных систем горячего водоснабжения.

При отсутствии необходимых технических площадей в зданиях потребителей для размещения оборудования ИТП, предусматривается вариант пристройки ИТП к зданиям.

Необходимо отметить, что предложения по переводу потребителей на закрытую схему ГВС в рамках разработки «Схемы теплоснабжения» не учитывали:

- возможность размещения насосного и теплообменного оборудования с учетом требований по защите от шума и вибрации (раздел 10 СНиП 41-101-95 «Тепловые сети»);
- наличие резерва по электроэнергии и хвс;
- затраты (при необходимости) на реконструкцию (прокладку) квартальных трубопроводов хвс и дополнительного потребления электроэнергии.

В настоящее время администрацией города решается вопрос по разработке проекта по переводу открытых систем ГВС на закрытые. Подробная информация будет представлена при актуализации схемы теплоснабжения.

Основным документом регламентирующим возможность, условия и последовательность перевода будет являться программа по переводу потребителей на закрытую схему ГВС, которая также предполагает предварительное обследование узлов и систем ГВС потребителей на предмет уточнения нагрузки ГВС, метрологической возможности установки оборудования, а также согласование с собственниками узлов. Также, следует

отметить необходимость уточнения наличия и фактического значения нагрузки ГВС по отдельным объектам потребления ГВС.

Более подробная информация будет представлена при актуализации схемы теплоснабжения.

6.10. Мероприятия по оприбориванию.

На большинстве потребителей тепловой энергии в МО «Город Астрахань» фиксируется отсутствие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, ввиду чего определить фактические значения нагрузок не представляется возможным.

В настоящее время вопрос оприборивания потребителей является актуальным и администрацией МО «Город Астрахань», совместно с ресурсоснабжающими и (или) теплосетевыми организациями, решается проблема по финансированию указанных мероприятий.

Более подробная информация будет представлена при актуализации схемы теплоснабжения.

7. Перспективные топливные балансы

Энергоснабжение МО «Город Астрахань» на период до 2031 г. предусматривается от следующих энергоисточников:

- ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» - 1ТЭЦ, 2 ПГУ, 14 малых котельных;
- МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» - 26 малых котельных;
- ООО «ТЭЦ-Северный» - 1 ТЭЦ;
- 3 ведомственные котельные.

На энергоисточниках МО «Город Астрахань» в период до 2031 г. предполагается использование следующих видов органического топлива:

- природный газ;
- мазут;
- дизельное топливо.

Основным видом топлива, используемого для производства электрической и тепловой энергии, практически для всех энергоисточников МО «Город Астрахань» в период до 2031 г. является природный газ, доля которого в топливном балансе составляет $\approx 100\%$.

Наличие, а также типы резервного и аварийного топлива на сохраняемых энергоисточниках предусматриваются, согласно существующим топливным режимам.

Ожидаемые основные технико-экономические показатели работы теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций МО «Город Астрахань» на 2031 г. представлены в таблице 14.50.

Таблица 14.50 - Ожидаемые основные технико-экономические показатели теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций МО «Город Астрахань» на 2031 г.

			ПАО "ТЭЦ-Северная"	ООО "ТопЭнерго"	ПАО ПСК «Строитель Астрахани»	ООО "ПЭП "МВМ-2"	ОАО «АЭРОПОРТ АСТРАХАНЬ»	ОАО "РЖД" (котельная № 1 ст. Астрахань-2)
1	Отпуск тепловой энергии (выработка), поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего:	тыс.Гкал	122,91	8,50	18,02	3,03	4,05	2,55
2	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал		0,12	0,49	0,06		0,08
3	То же в %	%		1,46	2,72	2,11		2,99
4	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал						
4.1.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал						
5	Общее количество тепловой энергии передаваемой по сетям	тыс.Гкал	122,91	8,37	17,53	2,97	4,05	2,47
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал	16,30	0,14	1,40	0,14	0,49	0,07
7	То же в %	%	13,26	1,67	7,96	4,79	12,00	2,83
8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	тыс.Гкал	106,616	8,234	16,131	2,828	3,565	2,400
9	Расход условного топлива	тут	21959,64	1325,69	2835,86	481,09	668,42	542,63
10	Удельный расход условного топлива	кгуг/Гкал	178,66	156,00	157,40	158,56	165,00	213,13
11	Расход натурального топлива (природный газ)	т.м ³	19450,52	1174,21	2511,83	426,12	592,04	
11.1.	Расход натурального топлива (мазут)	тн						
11.2.	Расход натурального топлива (печное)	тн						
11.3.	Расход натурального топлива (уголь)	тн						562,31
12	Расход электроэнергии, в том числе:	тыс.кВт.ч		163,64	268,45	59,17	55,63	63,00
12.1.	- на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч		61,89	99,65	19,99	29,70	18,49
12.2.	- на передачу	тыс.кВт.ч		101,75	168,80	39,18	25,93	44,51
13	Удельный расход электрической энергии	кВт.ч/Гкал		19,26	14,90	19,50	13,73	24,74
14	Расход воды на технологические цели, в том числе:	тыс. м3		0,82	1,32	0,90	0,96	1,41
14.1.	- на производство тепловой энергии	тыс. м3		0,20	0,22	0,39	0,08	1,27
14.2.	- на передачу	тыс. м3		0,62	1,10	0,51	0,88	0,13
15	Удельный расход воды	м3/Гкал		0,10	0,07	0,30	0,24	0,55
16	Канализация	тыс. м3	7,67	0,20	0,22	0,39	0,08	1,27
17	Удельный расход на канализование	м3/Гкал	0,06	0,02	0,01	0,13	0,02	0,50

ПАО «ТЭЦ-Северная»:

- отпуск электроэнергии – 34,865 тыс. кВт*ч;
- расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 7,824 тыс. т.уг.;
- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 207,171 г/кВт*ч.

МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»		Котельные, всего:	Т-1	Т-2	Т-3	Т-6	Т-8	Т-9	Т-10	Т-11	Т-12	Т-13	Т-14	Т-15	Т-17	Т-18	Т-19	Т-20	Т-21	Т-22	Т-23	Т-24	Т-25	Т-26	Т-41	Т-43	Т-44	ЦТП-81,81 А,Б,В, пл. Заводская	Покупная тепловая энергия		
																													ПАО "Волгомо-ст"	ООО "Астраханские тепловые сети"	
1	Отпуск тепловой энергии (выработка), поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего:	тыс.Гкал	323,78	150,94	36,02	4,46	55,61	5,28	23,66	3,22	1,65	0,61	0,26	0,93	2,02	1,86	0,11	0,42	3,05	3,21	0,24	6,53	0,38	0,70	1,11	1,54	0,82	19,14			
2	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	22,16	9,39	3,49	0,35	2,93	0,37	1,64	0,18	0,15	0,04	0,01	0,05	0,07	0,09	0,01	0,01	0,09	0,09	0,01	0,17	0,01	0,03	0,04	0,16	0,11	2,68			
3	То же в %	%	151,78	6,22	9,68	7,85	5,27	7,01	6,93	5,49	9,07	6,07	4,98	5,61	3,42	4,58	7,14	2,64	2,88	2,77	3,58	2,66	3,16	3,98	3,41	10,21	13,14	14,02			
4	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал																												1,20	40,20
4.1.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал																													
5	Общее количество тепловой энергии передаваемой по сетям	тыс.Гкал	301,62	141,54	32,53	4,11	52,68	4,91	22,02	3,05	1,50	0,57	0,25	0,88	1,95	1,77	0,10	0,41	2,96	3,12	0,23	6,36	0,37	0,68	1,08	1,38	0,71	16,46			
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал	32,95	16,44	2,78	0,22	5,08	0,98	2,81	0,30	0,09	0,00	0,02	0,06	0,00	0,19	0,00	0,00	0,07	0,12	0,02	0,92	0,02	0,15	0,27	0,31	0,07	2,04	0,08	4,03	
7	То же в %	%	233,61	11,61	8,54	5,28	9,64	19,98	12,76	9,91	6,18	0,00	7,26	7,20	0,00	10,84	0,00	0,00	2,29	3,82	6,55	14,44	4,89	22,07	25,30	22,45	10,22	12,36			

8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	тыс.Гкал	268,67	125,103	29,755	3,893	47,604	3,929	19,210	2,744	1,411	0,573	0,230	0,812	1,948	1,580	0,104	0,406	2,895	3,000	0,214	5,441	0,350	0,526	0,803	1,071	0,641	14,425			1,117	36,173	
9	Расход условного топлива	тут	52082,93	23847,89	6037,65	763,24	8860,42	839,93	3738,28	558,32	292,13	93,66	40,41	143,02	347,51	320,18	20,31	72,04	491,30	522,58	42,78	1023,20	60,70	106,15	172,83	273,30	145,85	3269,24					
10	Удельный расход условного топлива	кгут/Гкал	4137,03	158,00	167,61	171,13	159,32	159,08	158,00	173,23	176,62	153,54	154,84	154,28	172,29	172,42	181,30	172,76	161,03	162,90	180,13	156,62	159,74	151,00	155,28	177,70	177,43	170,78					
11	Расход натурального топлива (природный газ)	т.м ³	45760,65	21123,02	5347,78	676,03	7848,03	743,96	3311,14	494,53	258,75	82,96	35,80	126,68	307,80	283,60	17,99	63,81	435,17	462,87	37,89	906,29	53,77	94,02	153,08			2895,70					
11.1	Расход натурального топлива (мазут)	тн	295,18																														
11.2	Расход натурального топлива (печное)	тн																															
11.3	Расход натурального топлива (уголь)	тн																															
12	Расход электроэнергии, в том числе:	тыс.кВт.ч	7442,01	3522,97	918,56	131,14	1255,43	130,26	64,10	101,77	57,53	24,17	15,05	36,27	72,24	37,30	6,60	8,03	79,44	76,15	7,61	152,73	11,77	37,50	65,97	47,97	26,08	555,38	325,51				
12.1	- на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч	3429,42	1908,31	360,22	44,60	556,14	52,80	26,92	32,23	16,54	6,10	2,61	9,27	20,17	18,57	1,12	4,17	30,51	32,08	2,38	65,33	3,80	7,03	11,13	16,92	9,04	191,43					
12.2	- на передачу	тыс.кВт.ч	4012,59	1614,66	558,34	86,54	699,29	77,46	37,18	69,54	40,99	18,07	12,44	27,00	52,07	18,73	5,48	3,86	48,93	44,07	5,24	87,40	7,97	30,47	54,84	31,05	17,04	363,95	325,51				
13	Удельный расход электрической энергии	кВт.ч/Гкал	805,75	23,34	25,50	29,40	22,57	24,67	2,71	31,57	34,78	39,62	57,65	39,13	35,82	20,09	58,91	19,26	26,04	23,74	32,05	23,38	30,98	53,34	59,27	31,19	31,73	29,01					
14	Расход воды	тыс. м3	196,54	85,76	56,37	1,60	24,82	1,43	11,56	0,59	1,04	0,10	0,04	0,13	0,10	0,55	0,01	0,01	0,08	0,14	0,04	1,83	0,03	0,08	0,18	0,54	0,25	9,26	1,14	0,05		3,46	

	на технологические цели, в том числе:																																			
14.1.	- на производство тепловой энергии	тыс. м3	141,24	50,78	49,58	1,37	20,15	0,32	8,72	0,20	0,95	0,10	0,03	0,03	0,10	0,40	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,84	0,02	0,03	0,03	0,42	0,23	6,86	1,14							
14.2.	- на передачу	тыс. м3	55,30	34,98	6,79	0,23	4,67	1,11	2,84	0,39	0,09	0,00	0,01	0,09	0,00	0,14	0,00	0,00	0,06	0,13	0,01	0,99	0,02	0,05	0,15	0,12	0,02	2,40	0,00	0,05				3,46		
15.	Удельный расход воды	м3/Гкал																																		
16.	Канализация	тыс. м3	141,24	50,78	49,58	1,37	20,15	0,32	8,72	0,20	0,95	0,10	0,03	0,03	0,10	0,40	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,84	0,02	0,03	0,03	0,42	0,23	6,86	1,14	0,00	0,00					
17.	Удельный расход на канализование	м3/Гкал	5,48	0,34	1,38	0,31	0,36	0,06	0,37	0,06	0,57	0,16	0,12	0,03	0,05	0,22	0,12	0,03	0,01	0,00	0,13	0,13	0,04	0,04	0,03	0,27	0,28	0,36								

ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Комбинированная выработка			
			Всего:	АТЭЦ-2	ПГУ-235 1 очередь	ПГУ-235 2 очередь
1	Отпуск тепловой энергии (выработка), поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего:	тыс.Гкал	2029,82	1754,90	137,46	137,46
2	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	5,13	3,83	0,65	0,65
3	То же в %	%	0,25	0,22	0,47	0,47
4	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал				
4.1.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал				
5	Общее количество тепловой энергии передаваемой по сетям	тыс.Гкал	2024,69	1751,07	136,81	136,81
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал				
7	То же в %	%				
8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	тыс.Гкал	2024,690	1751,070	136,810	136,810
9	Расход условного топлива	тут	279302,37	238438,26	20432,05	20432,05
10	Удельный расход условного топлива	кг/тГкал	137,60	135,87	148,64	148,64
11	Расход натурального топлива (природный газ)	т.м ³	247389,17	211194,21	18097,48	18097,48
11.1.	Расход натурального топлива (мазут)	тн				
11.2.	Расход натурального топлива (печное)	тн				
11.3.	Расход натурального топлива (уголь)	тн				
12	Расход электроэнергии, в том числе:	тыс.кВт.ч	100060,46	91812,86	4123,80	4123,80
12.1.	- на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч	100060,46	91812,86	4123,80	4123,80
12.2.	- на передачу	тыс.кВт.ч				
13	Удельный расход электрической энергии	кВт.ч/Гкал	49,30	52,32	30,00	30,00
14	Расход воды на технологические цели, в том числе:	тыс. м ³	328,00	160,68	83,66	83,66
14.1.	- на производство тепловой энергии	тыс. м ³	328,00	160,68	83,66	83,66
14.2.	- на передачу	тыс. м ³				
15	Удельный расход воды	м ³ /Гкал	0,16	0,09	0,61	0,61
16	Канализация	тыс. м ³	306,68	158,12	74,28	74,28
17	Удельный расход на канализование	м ³ /Гкал	0,15	0,09	0,54	0,54

ТЭЦ-2:

- отпуск электроэнергии - 1527392тыс. кВт*ч;
- расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 514,87тыс. т.ут.;
- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 337,091г/кВт*ч.

ПГУ-235:

- отпуск электроэнергии - 1416975,63 тыс. кВт*ч;
- расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 343,09тыс. т.ут.;
- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 242,13 г/кВт*ч.

ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»			Всего котельным:	№ 5	№ 6	№ 7	№ 12	№ 13	№ 15	№ 16	№ 21	№ 22	№ 28	№ 47
1	Отпуск тепловой энергии (выработка), поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего:	тыс.Гкал	96,32	0,32	33,80	0,90	28,88	0,31	10,46	11,99	4,53	3,70	1,29	0,14
2	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	0,14	0,00	0,05	0,00	0,04	0,00	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
3	То же в %	%	1,91	0,22	0,15	0,00	0,14	0,00	0,09	0,17	0,18	0,12	0,34	0,51
4	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал												
4.1.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал												
5	Общее количество тепловой энергии передаваемой по сетям	тыс.Гкал	96,18	0,32	33,75	0,90	28,84	0,31	10,45	11,97	4,52	3,70	1,28	0,14
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал												
7	То же в %	%												
8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	тыс.Гкал	96,18	0,315	33,749	0,903	28,841	0,306	10,448	11,974	4,524	3,699	1,284	0,138
9	Расход условного топлива	тут	15901,29	53,48	5726,23	177,16	4662,55	0,00	1679,06	1903,81	862,87	603,70	208,54	23,89
10	Удельный расход условного топлива	кг/т/Гкал	1703,46	169,25	169,42	196,19	161,44		160,56	158,73	190,40	163,03	161,88	172,56
11	Расход натурального топлива (природный газ)	т.м ³	14084,40	47,37	5071,95	156,92	4129,80	0,00	1487,21	1686,28	764,28	534,72	184,71	21,16
11.1.	Расход натурального топлива (мазут)	тн												
11.2.	Расход натурального топлива (печное)	тн												
11.3.	Расход натурального топлива (уголь)	тн												
12	Расход электроэнергии, в том числе:	тыс.кВт.ч	1473,81	16,35	305,29	12,11	150,86	419,07	130,52	216,24	118,28	75,03	21,16	8,88
12.1.	- на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч	1473,81	16,35	305,29	12,11	150,86	419,07	130,52	216,24	118,28	75,03	21,16	8,88
12.2.	- на передачу	тыс.кВт.ч												
13	Удельный расход электрической энергии	кВт.ч/Гкал	1604,61	51,74	9,03	13,42	5,22	1367,74	12,48	18,03	26,10	20,26	16,43	64,17
14	Расход воды на технологические цели, в том числе:	тыс. м3	11,48	0,02		0,70	9,38		0,81			0,22		0,35
14.1.	- на производство тепловой энергии	тыс. м3	11,48	0,02		0,70	9,38		0,81			0,22		0,35
14.2.	- на передачу	тыс. м3												
15	Удельный расход воды	м3/Гкал	3,85	0,06		0,78	0,32		0,08			0,06		2,55
16	Канализация	тыс. м3	8,91			0,70	8,21							
17	Удельный расход на канализование	м3/Гкал	1,06			0,78	0,28		0,00					

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ - Теплотранспортная компания» в г. Астрахань			Всего:	Покупная тепловая энергия с коллекторов	
				ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"
1	Отпуск тепловой энергии (выработка), поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего:	тыс.Гкал			
2	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал			
3	То же в %	%			
4	Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал	2095,82	2093,87	1,95
4.1.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	10,10	10,1	
5	Общее количество тепловой энергии передаваемой по сетям	тыс.Гкал	2085,72	2083,77	1,95
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал	317,47	317,474	
7	То же в %	%	15,22	15,24	
8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	тыс.Гкал	1768,244	1766,296	1,948
9	Расход условного топлива	тут			
10	Удельный расход условного топлива	кг/тГкал			
11	Расход натурального топлива (природный газ)	т.м ³			
11.1.	Расход натурального топлива (мазут)	тн			
11.2.	Расход натурального топлива (печное)	тн			
11.3.	Расход натурального топлива (уголь)	тн			
12	Расход электроэнергии, в том числе:	тыс.кВт.ч	2264,48	2264,48	
12.1.	- на производство тепловой энергии	тыс.кВт.ч			
12.2.	- на передачу	тыс.кВт.ч	2264,48	2264,48	
13	Удельный расход электрической энергии	кВт.ч/Гкал	1,08	1,08	
14	Расход воды на технологические цели, в том числе:	тыс. м ³			
14.1.	- на производство тепловой энергии	тыс. м ³			
14.2.	- на передачу	тыс. м ³			
15	Удельный расход воды	м ³ /Гкал			
16	Канализация	тыс. м ³			
17	Удельный расход на канализование	м ³ /Гкал			

Учитывая технико-экономические показатели работы электростанций, а так же сложившуюся конъюнктуру рынка, прогнозные максимально-часовые и максимальные годовые расходы основного вида топлива, необходимые для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии МО «Город Астрахань» в период на 2031 г., можно представить в соответствии с таблицей 14.51.

Таблица 14.51 - Максимально-часовые и годовые расходы основного вида топлива, необходимого для обеспечения нормативного функционирования теплоисточников МО «Город Астрахань», на 2031 г.

Наименование организации	Максимальный часовой расход основного вида топлива, м ³ /ч				Максимальный годовой расход основного вида топлива, тыс. м ³
	Зимний период	Переходный весенний период	Летний период	Переходный осенний период	
ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» в природном газе	213102	108896	36440	87237	998132
МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»	8005	4087	1307	3276	37486
Прочие инвесторы	8395	4139	3850	5441	48727
Всего по МО «Город Астрахань» в природном газе	229502	117122	41597	95954	1084345

Наличие, а также типы резервного и аварийного топлива на сохраняемых энергоисточниках предусматриваются, согласно существующим топливным режимам.

Прогнозные значения нормативных запасов топлива на энергоисточниках на 2031 г. представлены в таблице 14.52.

Таблица 14.52 - Прогнозные значения нормативных запасов топлива на энергоисточниках МО «Город Астрахань» на 2031 г.

Наименование источника	Вид топлива, ед. изм.	Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ)	в том числе	
			Неснижаемый нормативный запас (ННЗТ)	Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ)
АТЭЦ-2	мазут, тыс. т	12,78	4,045	8,735
АПГУ-235	дизельное топливо, тыс. т	4,437	4,437	0
МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»	мазут, тыс.т	1,185	0,974	0,211
ПАО «ТЭЦ-Северная»	дизельное топливо, тыс. т	0,299	0,100	0,199

8. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Общий срок выполнения работ по Схеме теплоснабжения, начиная с базового 2015 года составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы – до 2031 г. Шаг расчёта принимался равным одному календарному году.

Объёмы нового строительства и реконструкции энергоисточников и тепловых сетей определены в соответствии с принятыми в настоящей работе решениями.

Затраты в источники теплоснабжения приняты по данным теплоснабжающих организаций и по проектам аналогам.

Затраты в тепловые сети приняты по данным теплоснабжающих организаций и по расчетам ПК «Гранд-Смета» по методу аналогов.

Затраты на перевод на закрытую схему узлов горячего водоснабжения приняты по методу аналогов, исходя из средневзвешенной оценки внедряемого теплообменного оборудования и затрат на выполнение работ - 450 тыс. руб. на 1 узел ГВС.

Все затраты в источники теплоснабжения, в тепловые сети и на перевод на закрытую схему узлов горячего водоснабжения будут пересматриваться при актуализации схемы теплоснабжения, с учетом всех изменений актуализируемой схемы теплоснабжения, изменений конъюнктуры рынка энергетики и возможных изменений сценарных условий.

Всего необходимые финансовые потребности на период до 2031 года для реализации мероприятий по энергоисточникам и в теплосетевом хозяйстве МО «Город Астрахань» ориентировочно оцениваются в размере 6679,817 млн. руб., в том числе:

- строительство и реконструкция энергоисточников – 1061,904 млн. руб.;
- строительство и реконструкция теплосетевых объектов – 5617,913 млн. руб.

Наибольшие капитальные вложения по энергоисточникам ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» порядка 50% необходимы для вывода из эксплуатации котельных №2, №10 и перевода тепловой нагрузки на котельную №6.

Наибольшие капитальные вложения по энергоисточникам МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» порядка 58% необходимы для строительства новой блочной котельной взамен существующих котельных № Т-4 и № Т-9 (с учетом тепловых сетей) и реконструкции существующих котельных №№ Т-12, Т-13, Т-14, Т-15, Т-17, Т-18, Т-19, Т-20, Т-21, Т-22, Т-24, Т-25.

Предлагается реализовать следующую схему финансирования предложенных к реализации проектов:

- проекты, связанные с подключением перспективных потребителей, предлагается финансировать за счет платы за подключение, а именно: проекты по новому строительству квартальных тепловых сетей внутри

планировочных кварталов новой жилой и общественно-деловой застройки (в зависимости от индивидуальных условий определяющих плату за подключение);

- проекты, связанные с реконструкцией или модернизацией оборудования на объектах находящихся в муниципальной собственности, предлагается финансировать за счет собственных и заемных средств ресурсоснабжающих организаций с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию, либо через различные целевые муниципальные и федеральные программы;

- мероприятия, связанные с переводом потребителей ГВС и теплоносителя на закрытую схему, предлагается финансировать за счет средств «Фонда капитального ремонта многоквартирных домов Астраханской области» (не включаются в тариф на тепловую энергию);

- остальные проекты, связанные с заменой оборудования выработавшего парковый ресурс на объектах не находящихся в муниципальной собственности, проекты по увеличению диаметров тепловых сетей для обеспечения существующих расчетных гидравлических режимов, проекты для повышения уровня надежности и безопасности теплоснабжения предлагается финансировать за счет собственных и заемных средств ресурсоснабжающих организаций с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию.

В таблице 14.53 представлен предлагаемый сводный план финансирования по мероприятиям, предложенным в схеме теплоснабжения.

Таблица 14.53 - Предлагаемый сводный план финансирования по мероприятиям, предложенным в схеме теплоснабжения.

№ п/п	Мероприятия	Капитальные вложения, млн. руб.	Источник финансирования	Пункты согласно таблицы 10.1	Пункты согласно таблицы 10.2
ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»					
1	Реконструкция, вывод из эксплуатации; перевод нагрузок источников тепловой энергии	437,958	Собственные и заемные средства с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию	1-8	-
2	Реконструкция тепловых сетей	629,221	Собственные и заемные средства с их возвратом за счет включения	-	1-9

			капитальных затрат в тариф на тепловую энергию		
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» в г. Астрахань					
3	Перевод потребителей ГВС на закрытую схему	982,075	«Фонд капитального ремонта многоквартирных домов Астраханской области» (не включаются в тариф на тепловую энергию)	-	64
4	Подключение перспективных потребителей	98,681	Собственные и заемные средства с их возвратом за счет тарифа на подключение	-	10-29
5	Остальные теплосетевые мероприятия	3558,968	Собственные и заемные средства с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию	-	30-63
МУП г. Астрахани «Коммуэнерго»					
6	Реконструкция источников тепловой энергии	420,183	Заемные средства с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию	9-18	-
7	Перевод потребителей ГВС на закрытую схему	257,388	«Фонд капитального ремонта многоквартирных домов Астраханской области» (не включаются в тариф на тепловую энергию)	-	65
ПАО «ТЭЦ-Северный»					
8	Реконструкция источника тепловой	203,763	Собственные и заемные средства с их возвратом за счет	19	-

	энергии		включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию		
9	Перевод потребителей ГВС на закрытую схему	91,58	«Фонд капитального ремонта многоквартирных домов Астраханской области» (не включаются в тариф на тепловую энергию)	-	66

Исходя из вышеуказанного, а также с учетом существующей экономической ситуации в МО «Город Астрахань», предлагается следующая модель финансирования капиталовложений в развитие систем теплоснабжения МО «Город Астрахань» до 2031 г.: 5250,093 млн. руб. - собственные и заемные средства теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций с их возвратом за счет включения капитальных затрат в тариф на тепловую энергию; 1331,043 млн. руб. - средства «Фонда капитального ремонта многоквартирных домов Астраханской области» (не включаются в тариф на тепловую энергию); 98,681 млн. руб. - собственные и заемные средства теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций с их возвратом за счет тарифа на подключение.

Оценка влияния инвестиционной составляющей (объемы инвестиций на период до 2021 года определены в инвестиционной программе ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», утвержденной в установленном порядке) в результате реализации инвестиционной программы ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» на темпы роста тарифов на тепловую энергию (мощность), реализуемую потребителям Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» в г. Астрахань до 2021 г., выполнена только с учётом включения в тариф расходов на инвестиции без учёта изменения прочих факторов, в том числе индексации по статьям затрат.

Ориентировочные темпы роста тарифов на тепловую энергию (мощность) к предыдущему периоду, при реализации мероприятий по реконструкции или перевооружению тепловых источников и теплосетевых объектов, % по:

1) Филиалу ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» в г. Астрахани определены с учётом размеров индексации тарифов (цен) на тепловую энергию, установленных Правительством РФ с 1 июля ежегодно и указанных в Сценарных условиях, а также:

- с 2017 г. до 2021 г. с инвестиционной составляющей ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»;

- с 2022 г. и далее с учетом прогнозных расходов на амортизацию объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» при реализации инвестиций, предусмотренных в данном проекте схемы теплоснабжения МО «г. Астрахань»;

2) МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» определены с учетом размеров индексации тарифов (цен) на тепловую энергию, установленных Правительством РФ с 1 июля ежегодно и указанных в Сценарных условиях, а также с учётом прогнозных расходов на инвестиции регулируемой организации, предусмотренных в данном проекте схемы теплоснабжения МО «г. Астрахань»;

3) ПАО «ТЭЦ-Северная» определены с учетом размеров индексации тарифов (цен) на тепловую энергию, установленных Правительством РФ с 1 июля ежегодно и указанных в Сценарных условиях, а также с учётом прогнозных расходов на инвестиции регулируемой организации, предусмотренных в данном проекте схемы теплоснабжения МО «г. Астрахань».

При этом ориентировочные темпы роста тарифов на тепловую энергию (мощность) не учитывают возможное возникновение разногласий между регулирующим органом и регулируемыми организациями и соответственно обязательного включения подлежащих дополнительному учёту расходов, изменение объема реализации тепловой энергии (мощности) и другие дополнительные факторы.

9. Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации.

В настоящее время на территории МО «Город Астрахань» существует 9 организаций осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения: ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ - ТТК» в г. Астрахань; МУП г. Астрахани «Коммунэнерго»; ПАО «ТЭЦ-Северная»; ООО «ТопЭнерго»; ПАО «ПСК» Строитель Астрахани»; ООО «ПЭП «МВМ-2»; ПАО «Аэропорт Астрахань»; ПАО «РЖД» Котельная №1 ст. Астрахань-2.

На территории МО «Город Астрахань» в границах зон теплоснабжения на 01.05.2016, определено 57 технологически изолированных зон действия источников теплоснабжения (таблица 14.54).

Таблица 14.54 - Реестр существующих технологически изолированных зон действия источников на территории муниципального образования «Город Астрахань».

№ пп	Наименование источника	Теплоснабжающие и (или) теплосетевые организации, осуществляющие эксплуатацию	Объекты систем теплоснабжения
1	АТЭЦ-2 ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
2	АПГУ-235 (Котельная "Центральная") ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань - мкр-н Бабаевский и пос. Кирикили	Тепловые сети и сооружения на них
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго" - мкр-н 2-я Астрахань	
3	Котельная "Городская"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
4	Котельная "Покровская"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник

		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
5	Котельная №1	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
6	Котельная №2	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
7	Котельная №3	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
8	Котельная №5	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник
9	Котельная №6	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
10	Котельная №7	ООО "ЛУКОЙЛ- Астраханьэнерго"	Источник

11	Котельная №9	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
12	Котельная №10	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
13	Котельная №12	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
14	Котельная №13	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
15	Котельная №15	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
16	Котельная №16	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них

17	Котельная №21	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
18	Котельная №22	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
19	Котельная №28	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
20	Котельная №36	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
21	Котельная №47	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
22	Котельная №48	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
23	Котельная №51	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них

24	Котельная №52	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
25	Котельная №53	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
26	Котельная №Т-1	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
27	Котельная №Т-2	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
28	Котельная №Т-3	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
29	Котельная №Т-4	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
30	Котельная №Т-6	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
31	Котельная №Т-8	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
32	Котельная №Т-9	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них

33	Котельная №Т-10	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
34	Котельная №Т-11	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
35	Котельная №Т-12	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
36	Котельная №Т-13	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
37	Котельная №Т-14	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
38	Котельная №Т-15	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань	Тепловые сети и сооружения на них
39	Котельная №Т-17	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
40	Котельная №Т-18	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
41	Котельная №Т-19	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
42	Котельная №Т-20	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них

43	Котельная №Т-21	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
44	Котельная №Т-22	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
45	Котельная №Т-23	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
46	Котельная №Т-24	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
47	Котельная №Т-25	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
48	Котельная №Т-26	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
49	Котельная №Т-41	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
50	Котельная №Т-43	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
51	Котельная №Т-44	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
52	ТЭЦ-Северная	ПАО "ТЭЦ-Северная"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Тепловые сети и сооружения на них

53	Котельная ПАО ПСК «Строитель Астрахани»	ПАО ПСК «Строитель Астрахани»	Источник, тепловые сети и сооружения на них
54	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ООО "ТопЭнерго"	Источник
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Тепловые сети и сооружения на них
55	Котельная ООО «ПЭП «МВМ-2»	ООО «ПЭП «МВМ-2»	Источник, тепловые сети и сооружения на них
56	Котельная ПАО «Аэропорт Астрахань»	ПАО «Аэропорт Астрахань»	Источник, тепловые сети и сооружения на них
57	Котельная ПАО «РЖД» Котельная №1 ст. Астрахань-2	ПАО «РЖД»	Источник, тепловые сети и сооружения на них

По состоянию на 01.06.2016 заявка на присвоение статуса ЕТО в системах теплоснабжения МО «Город Астрахань» в границах до 01.05.2016 поступила только от ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» (письмо ООО«ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» от 17.05.2016 исх. № 02-55).

Руководствуясь п. 6 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» (утв. постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808) в системе теплоснабжения зоны деятельности энергоисточников ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», в качестве ЕТО утверждается ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго».

Перечень организаций, утверждаемых в качестве ЕТО МО «Город Астрахань», согласно критериям и порядку определения ЕТО «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации» (утв. постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 №808), представлен в таблице 14.55.

Таблица 14.55 - Реестр утвержденных единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения с указанием номера зон деятельности МО «Город Астрахань», согласно критериям и порядку определения ЕТО «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации».

№ системы теплоснабжения	Наименование источников в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная единая теплоснабжающая организация	Основание для присвоения статуса ЕТО
1	АТЭЦ-2	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник	1	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Заявка от организации, владеющей 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 (п. 6 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
2	АПГУ-235 (Котельная "Центральная")	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Тепловые сети и сооружения на них			
3	Котельная "Городская"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
4	Котельная "Покровская"	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
5	Котельная №1	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			

		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
6	Котельная №2	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
7	Котельная №3	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
8	Котельная №5	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
9	Котельная №6	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
10	Котельная №7	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
11	Котельная №9	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		
12	Котельная №10	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник		
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них		

13	Котельная №12	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них
14	Котельная №13	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
15	Котельная №15	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них
16	Котельная №16	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них
17	Котельная №21	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них
18	Котельная №22	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них
19	Котельная №28	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
20	Котельная №36	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них

		тепловые сети")				
21	Котельная №47	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
22	Котельная №48	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
23	Котельная №51	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
24	Котельная №52	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
25	Котельная №53	ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго"	Источник			
		Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-ТТК" в г.Астрахань (ООО "Астраханские тепловые сети")	Тепловые сети и сооружения на них			
26	Котельная №Т-1	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них	2	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми
27	Котельная №Т-2	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			

28	Котельная №Т-3	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
29	Котельная №Т-4	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
30	Котельная №Т-6	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
31	Котельная №Т-8	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
32	Котельная №Т-9	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
33	Котельная №Т-10	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
34	Котельная №Т-11	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
35	Котельная №Т-12	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них
36	Котельная №Т-13	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них

сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)

37	Котельная №Т-14	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
38	Котельная №Т-15	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
39	Котельная №Т-17	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
40	Котельная №Т-18	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
41	Котельная №Т-19	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
42	Котельная №Т-20	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
43	Котельная №Т-21	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
44	Котельная №Т-22	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		
45	Котельная №Т-23	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них		

46	Котельная №Т-24	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
47	Котельная №Т-25	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
48	Котельная №Т-26	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
49	Котельная №Т-41	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
50	Котельная №Т-43	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
51	Котельная №Т-44	МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Источник, тепловые сети и сооружения на них			
52	ТЭЦ-Северная	ПАО "ТЭЦ-Северная"	Источник, тепловые сети и сооружения на них	3	ПАО "ТЭЦ-Северная"	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Тепловые сети и сооружения на них			

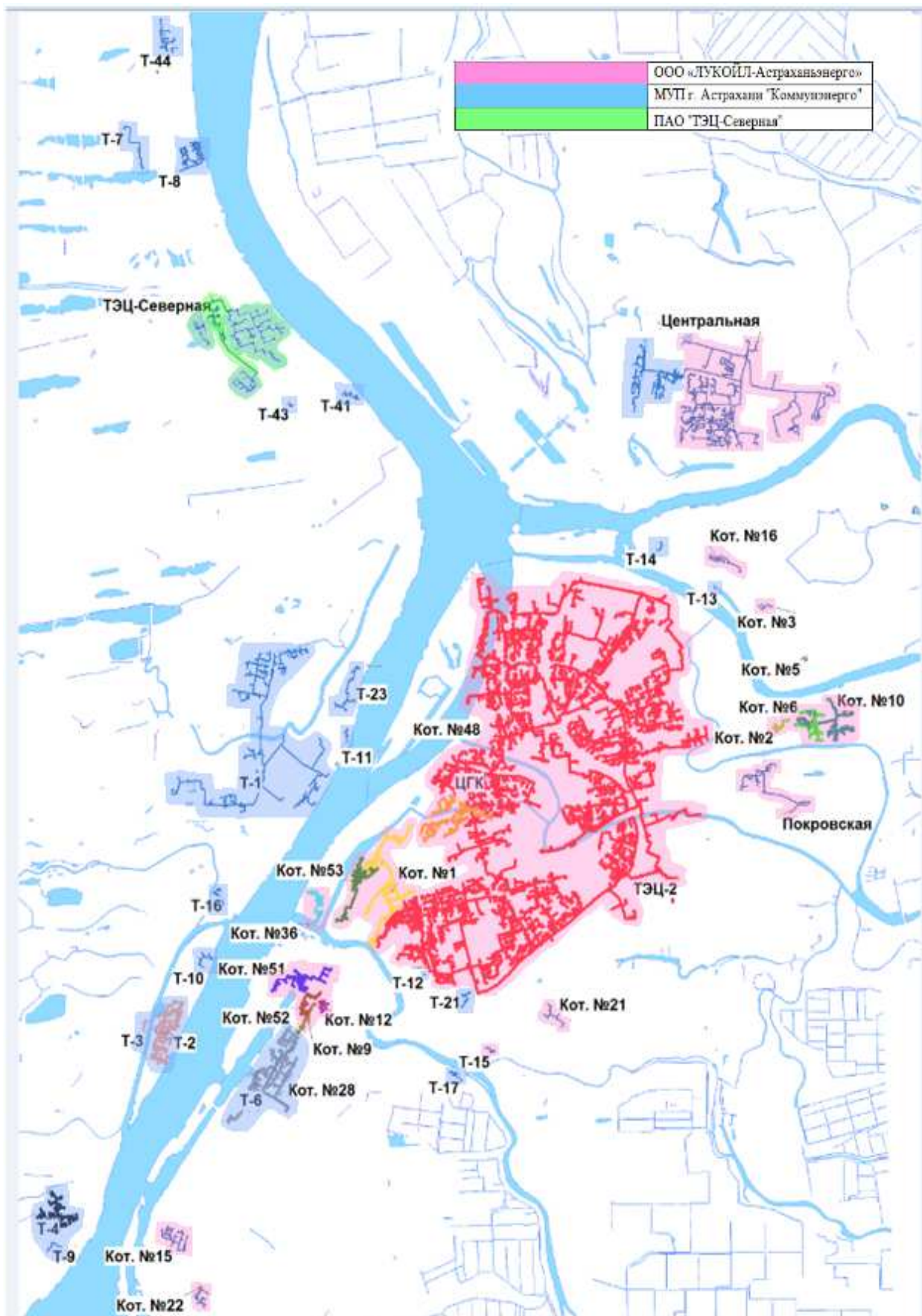
53	Котельная ООО "ТопЭнерго"	ООО "ТопЭнерго"	Источник	4	ООО "ТопЭнерго"	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)
		МУП г. Астрахани "Коммунэнерго"	Тепловые сети и сооружения на них			
54	Котельная ПАО "ПСК" Строитель Астрахани"	ПАО "ПСК" Строитель Астрахани"	Источник, тепловые сети и сооружения на них	5	ПАО "ПСК" Строитель Астрахани"	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)
55	Котельная ООО "ПЭП "МВМ-2"	ООО "ПЭП "МВМ-2"	Источник, тепловые сети и сооружения на них	6	ООО "ПЭП "МВМ-2"	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)

56	Котельная ПАО «Аэропорт Астрахань»	ПАО «Аэропорт Астрахань»	Источник, тепловые сети и сооружения на них	7	ПАО «Аэропорт Астрахань»	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)
57	Котельная №1 ст. Астрахань-2	ПАО «РЖД»	Источник, тепловые сети и сооружения на них	8	ПАО «РЖД»	Статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью(п. 11 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.)

Последствия для потребителей ЕТО будут представлены при актуализации схемы теплоснабжения, после образования ЕТО.

На рисунке 14.15 представлена карта-схема, основных утверждаемых зон деятельности ЕТО.

Рисунок 14.15 - Карта-схема, основных утверждаемых зон деятельности ЕТО на территории МО «Город Астрахань».



10. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

На перспективу до 2031 г. распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии не предусматривается, так как все источники работают в своих выделенных зонах.

11. Решения по бесхозным тепловым сетям.

Согласно статьи 15, пункт 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», «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».

Заключение

По состоянию на 01.01.2016 г. теплоснабжение города осуществляют следующие энергоисточники:

- от пяти крупных источников тепловой энергии – АТЭЦ-2, ПГУ-235 (Котельная «Центральная»), «Городская», «Покровская», №1, находящихся на балансе ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», доля выработки тепловой энергии - 76 %;

- от 20 малых отопительных котельных, находящихся на балансе ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», доля выработки тепловой энергии – 4,7 %;

- от ОАО ТЭЦ «Северная», доля выработки тепловой энергии – 4,2 %;

- от 27 малых отопительных котельных, находящихся на балансе МУП г. Астрахани «Коммунэнерго», доля выработки тепловой энергии – 13,2 %;

- отопительных котельных различной ведомственной принадлежности, доля выработки тепловой энергии – 1,9 %.

Установленная мощность энергоисточников по состоянию на 01.01.2016 г. составила: электрическая – 744 МВт, тепловая – 1709,41 Гкал/ч.

Транспорт и распределение тепловой энергии до потребителей осуществляется в основном через тепловые сети Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания» в г. Астрахань 247,47 км, доля – 55,8 %; МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» 67,85 км, доля – 15,3 %; ПАО «ТЭЦ Северная» 19,68 км; доля – 4,4%, сети потребителей и бесхозные сети – 108,3 км, доля - 24,4% .

По состоянию на 2016 г. в системах централизованного теплоснабжения осуществляется:

- производство тепловой и электрической энергии энергоисточниками ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», МУП «Коммунэнерго», ОАО «ТЭЦ Северная» и ведомственными котельными;

- транспорт и распределение тепловой энергии по тепловым сетям ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортная компания», МУП г. Астрахани «Коммунэнерго», «ТЭЦ Северная», по ведомственным тепловым сетям и сетям потребителей;

- реализация (сбыт) тепловой энергии потребителям города осуществляется Управлением по Сбыту ООО «ЛУКОЙЛ-Теплотранспортной компании» юридическим лицам, Расчетным Центром г. Астрахани физическим лицам, МУП г. Астрахани «Коммунэнерго» и ведомственными котельными.

Источниками индивидуального теплоснабжения обеспечивается около 21,2 % тепловых нагрузок потребителей ЖКС.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения сформированы в исторически сложившихся микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой одно-, двухэтажными зданиями. Суммарная общая

площадь ЖКС в зонах действия индивидуального теплоснабжения составила ~2827,1 тыс. м².

В данной работе предложен наиболее эффективный, безопасный и экономичный вариант функционирования системы теплоснабжения города Астрахани до 2031 г. В работе проведены сбор информации большей части элементов и объектов системы теплоснабжения МО «Город Астрахань» и разработка предложений по ее оптимизации с учетом перспектив развития города - путем расчетов тепловых балансов и гидравлических нагрузок, подбора источников и их мощности, с учетом сетей и нагрузок у потребителей. Данная работа может служить основанием для принятия в дальнейшем решений о строительстве объектов на территории города Астрахани.

Принятия решений по реализации, предложенных в работе мероприятий, приведут к повышению плановости развития системы теплоснабжения города Астрахани, надежности системы и обоснованности тарифов, определят наиболее экономичные способы достичь надежности и качества теплоснабжения на перспективу до 2031 г.

Необходимо отметить, что, при актуализации схемы теплоснабжения, целесообразно пересматривать принятые в данной работе решения и их последствия, в зависимости от изменений фактических технико-экономических показателей, конъюнктуры рынка энергетики, фактического прироста нагрузки, а также от изменений в основах технической политики как МО «Город Астрахань», так и Российской Федерации.

Проект «Схемы теплоснабжения МО «Город Астрахань» на периода до 2031 года» разработали: Лунгу В.А., Нигматуллаева Э.К., Протасова А.А., а также приняли участие Чернухин С.Г., Куртынов С.Е., Корпушов Я.В., Бобков А.С.